



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

PROJEKT

Załącznik 2. do aKPEiK

Scenariusz transformacji w ścieżce zbliżonej do „biznes jak zwykle”

(ang. with existing measures, WEM)



Warszawa, październik 2024 r.

Spis treści

Wprowadzenie.....	4
1. Wymiar obniżenie emisyjności.....	5
1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji	5
1.1.1. Trendy w zakresie obecnych emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych.....	5
1.1.2. Prognozy dotyczące zmian w sektorach przy istniejących politykach i środkach krajowych i unijnych, a także prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze	13
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych	25
1.2.1. Prognozy rozwoju OZE przy istniejących politykach i środkach	26
1.2.2. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle przy istniejących politykach i środkach	34
2. Wymiar „efektywność energetyczna”	36
2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej.....	37
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory	38
2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa	39
2.4. Zużycie nieenergetyczne	40
2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej	41
2.6. Intensywność zużycia energii finalnej	41
2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej.....	42
2.8. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji	43
2.9. Udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła	43
2.10. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach	44
2.11. Produkcja energii ciepłej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła	44
2.12. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji.....	45
2.13. Optymalne pod względem kosztów poziomy wymagań minimalnych dotyczące efektywności energetycznej.....	47
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”.....	51
3.1. Krajowe zasoby energetyczne	51
3.2. Stan infrastruktury wytwórczej	55
3.3. Krajowy koszyk energetyczny 2005-2020	58
3.4. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa.....	60
3.5. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa.....	62
3.6. Główne źródła importu.....	64
3.7. Zużycie krajowe brutto paliw i energii.....	66
3.8. Produkcja energii elektrycznej i ciepła.....	67
3.9. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa	68
3.10. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła	72
4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”.....	74

4.1. Międzysystemowe połączenia elektroenergetyczne	74
4.1.1. Energia elektryczna	74
4.1.2. Gaz ziemny	81
4.2. Infrastruktura do przesyłu energii	90
4.2.1. Energia elektryczna	90
4.2.2. Gaz ziemny	94
4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe	97
4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii.....	100
4.4. Koszty inwestycji związanych z energią.....	110
5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”	113
5.1. Obecna sytuacja sektora technologii ograniczających emisje i jego pozycja na rynku globalnym	113
5.2. Obecny poziom nakładów publicznych i prywatnych na badania naukowe i innowacje w zakresie technologii niskoemisyjnych, obecna liczba patentów oraz obecna liczba osób prowadzących badania naukowe	121
5.3. Opis dotacji w dziedzinie energii, w tym dotacji do paliw kopalnych.....	131
5.4. Obecny poziom cen hurtowych i detalicznych energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE.....	136
5.5. Prognozy dotyczące rozwoju nakładów na badania i innowacje przy istniejących politykach i środkach	141
Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)	143
Wykaz skrótów	146
Spis tabel	149
Spis wykresów i rysunków	152

Wprowadzenie

Niniejszy dokument zawiera wyniki analiz i prognoz w **scenariuszu WEM (ang. *with existing measures*)**, który rozumiany jest jako bazowy tj. scenariusz transformacji w warunkach zbliżonych do „biznes jak zwykle” (ang. *business as usual*).

Treść dokumentu prezentuje analizę i ocenę obecnej sytuacji oraz prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego przy istniejących¹ politykach i środkach w obrębie pięciu głównych wymiarów unii energetycznej – *bezpieczeństwo energetyczne, wewnętrzny rynek energii, efektywność energetyczna, obniżenie emisyjności, oraz badań naukowych, innowacyjności i konkurencyjności*. W dokumencie zaprezentowano również opis prognozowanych stopniowych zmian głównych czynników zewnętrznych mających wpływ na rozwój systemu energetycznego i emisji gazów cieplarnianych. Założenia prognostyczne oraz metodyka prognozowania zostały przedstawione w Załączniku 3 do aktualizacji KPEiK.

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.

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 SA). 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 KE w zakresie przygotowywania krajowych planów). Dane prezentowane są w okresach pięcioletnich.

¹ Scenariusz WEM uwzględnia działania i polityki obowiązujące na etapie przygotowania raportu lub takie, co do których decyzja polityczna została już podjęta. Za wdrożone polityki przyjęto, zgodnie z wytycznymi określonymi w unijnym rozporządzeniu 2018/1999, polityki i środki, co do których ma zastosowanie co najmniej jedno z poniższych kryteriów: obowiązują bezpośrednio stosowane przepisy unijne lub przepisy krajowe, zawarto co najmniej jedną dobrowolną umowę, przyznano środki finansowe, bądź zmobilizowano zasoby ludzkie.

1. Wymiar obniżenie emisyjności

1.1. Emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych oraz emisje innych substancji

1.1.1. Trendy w zakresie obecnych emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w EU ETS i non-ETS oraz w sektorach LULUCF, a także w różnych sektorach energetycznych

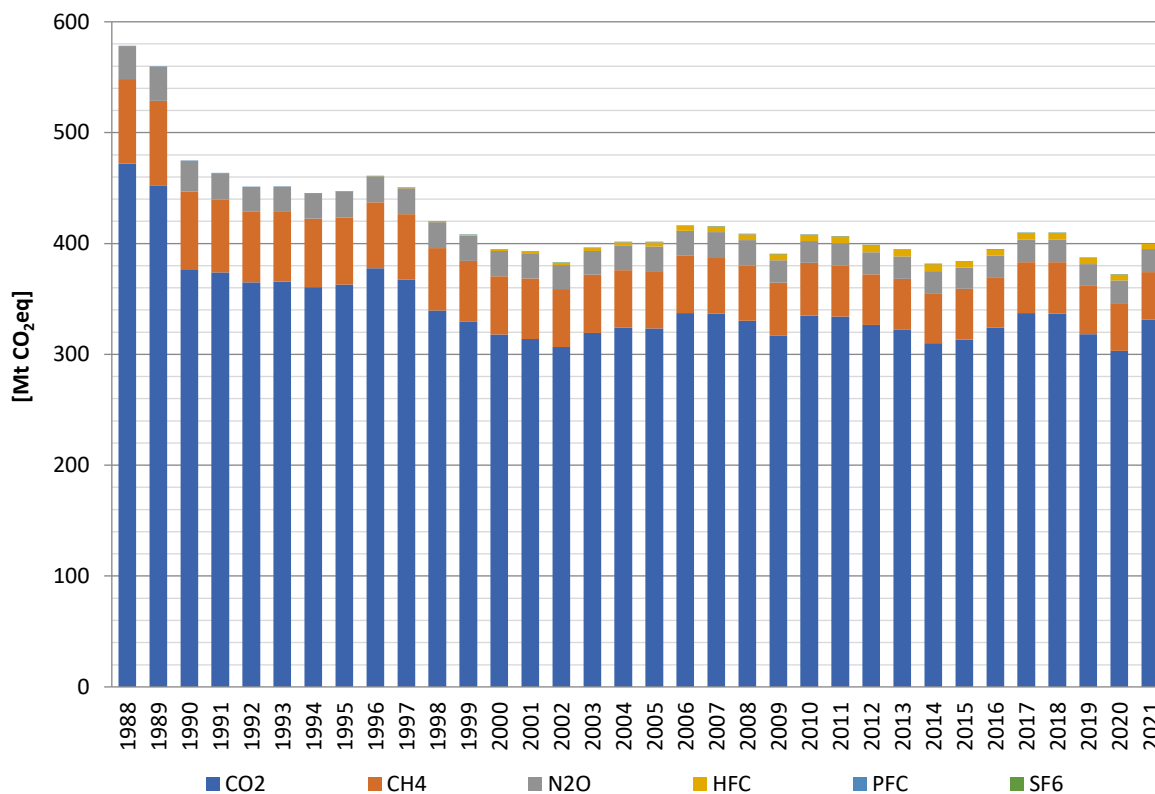
Trendy w zakresie emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zostały określone na podstawie „Krajowego Raportu Inwentaryzacyjnego 2023; Inwentaryzacji emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2021, wykonanej w ramach obowiązków sprawozdawczych na potrzeby Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu”, wykonane przez Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami – KOBiZE².

W niniejszym raporcie przedstawiono tendencje w zakresie zmian emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych, zgodnie z metodyką raportowania przyjętą w ramach UNFCCC i klasyfikacją IPCC oraz przy użyciu współczynników globalnego ocieplenia (tzw. GWP) z *Piątego raportu IPCC oceniającego zmiany klimatu* (tzw. AR5) w 100-letnim horyzoncie czasowym³.

Krajowa emisja gazów cieplarnianych wykazuje ogólnie trend spadkowy, przy czym od 2000 r. można mówić o bardzo łagodnym tempie tego spadku, jednakże występują także lata, w których następuje niewielki wzrost emisji. Udziały poszczególnych gazów, bez uwzględnienia emisji i pochłaniania z sektora LULUCF, zilustrowano na rysunku (Rysunek 1.1).

² <https://www.kobize.pl/pl/fileCategory/id/16/krajowa-inwentaryzacja-emisji>

³ <https://www.ipcc.ch/report/ar5/wg1/> Appendix 8.A, str. 731



Rysunek 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Dominującą rolę w emisji krajowej odgrywa dwutlenek węgla, którego udział w 2021 r. wyniósł 82,9%. Udział metanu i podtlenku azotu jest znacznie mniejszy i wynosi odpowiednio 10,7% i 5,2%. Fluorowane gazy przemysłowe (tzw. F-gazy) mają niewielki udział w krajowej emisji gazów cieplarnianych (łącznie ok. 1,3%), przy czym w Polsce nie odnotowano emisji NF₃.

Emisje gazów cieplarnianych dla lat 1988-2021 w podziale na sektory przedstawiono w tabeli (Tabela 1.1).

Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 według sektorów [Mt CO₂eq]

Sektor	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1. Energia	479,48	458,97	385,15	383,02	375,13	376,60	369,48	370,53	386,53	375,14	346,58	337,95	324,34	325,63	318,37	329,72	333,98
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	29,87	28,94	21,97	19,27	18,55	18,53	20,75	22,15	21,31	22,21	20,61	19,63	22,22	20,80	19,46	22,28	23,94
3. Rolnictwo	50,06	52,76	49,29	42,51	38,64	37,21	36,92	36,72	35,76	36,56	36,46	34,99	33,21	32,62	31,66	31,19	31,25
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-17,59	-22,07	-28,49	-21,43	-0,21	-7,92	-7,47	-17,72	-35,13	-35,02	-40,73	-37,94	-34,57	-26,81	-35,49	-37,47	-48,69
5. Odpady	18,26	18,48	18,14	18,38	18,54	18,59	17,67	17,33	16,79	16,10	15,74	14,96	14,23	13,48	12,81	12,35	11,63
Emisje pośrednie CO ₂	0,62	0,58	0,28	0,32	0,35	0,39	0,42	0,40	0,42	0,42	0,42	0,42	0,48	0,48	0,51	0,50	0,58
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	560,70	537,66	446,34	442,07	451,00	443,40	437,78	429,41	425,67	415,41	379,08	370,01	359,91	366,20	347,32	358,57	352,69
Suma (bez LULUCF)*	578,29	559,73	474,84	463,50	451,21	451,32	445,25	447,13	460,80	450,43	419,81	407,95	394,47	393,00	382,81	396,04	401,38

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Sektor	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1. Energia	334,32	346,97	343,73	338,73	327,24	344,42	340,82	334,73	331,30	317,59	321,73	332,45	345,20	344,37	323,53	307,99	336,17
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23,73	26,01	28,40	27,12	21,73	22,88	25,63	24,63	23,62	25,10	24,35	24,55	25,07	25,56	25,08	24,52	24,56
3. Rolnictwo	31,66	32,15	32,84	32,94	32,26	31,66	31,99	31,83	32,46	32,36	31,71	32,07	33,36	33,69	32,60	34,05	34,04
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48,02	-42,11	-35,24	-34,83	-34,75	-32,96	-38,42	-38,80	-40,96	-33,48	-29,14	-36,40	-37,39	-36,75	-18,29	-18,96	-20,09
5. Odpady	11,00	10,21	9,68	9,07	8,60	8,28	7,36	6,72	6,50	6,00	5,61	5,24	5,38	5,38	5,18	4,75	4,67
Emisje pośrednie CO ₂	0,56	0,66	0,66	0,73	0,66	0,57	0,59	0,54	0,46	0,50	0,55	0,54	0,54	0,49	0,48	0,58	0,50
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353,26	373,90	380,08	373,75	355,74	374,84	367,97	359,64	353,38	348,08	354,80	358,46	372,15	372,75	368,58	352,94	379,84
Suma (bez LULUCF)*	401,27	416,00	415,31	408,59	390,49	407,80	406,39	398,44	394,35	381,57	383,94	394,86	409,54	409,49	386,87	371,89	399,94

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂

Źródło: KOBIZE, IOS-PIB

W 2021 r. całkowita emisja gazów cieplarnianych w Polsce (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z LULUCF – użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo), przeliczona na ekwiwalent CO₂, wynosiła 399,94 Mt CO₂eq i była mniejsza o 30,8% od emisji w roku bazowym 1988. Wielkość emisji z uwzględnieniem LULUCF w 2021 r. wynosiła 379 842,88 Mt CO₂eq i była mniejsza w stosunku do roku bazowego o 32,25%.

We wszystkich kategoriach źródeł zanotowano spadek emisji w stosunku do 1988 r. Największy spadek w emisji GHG zanotowano w kategoriach: 5. *Odpady*, 3. *Rolnictwo* i 1. *Energia* (odpowiednio o 74,4%, 32,0% i 29,9%). W sektorze 5. było to spowodowane ograniczeniem składowania odpadów i zmianami legislacji w tym zakresie (w wyniku czego masa odpadów zeskładowanych w 2021 r. stanowiła zaledwie 58% masy odpadów zeskładowanych w 1988 r.) oraz rozwojem innych metod przetwarzania odpadów, w tym recyklingu odpadów i termicznego przekształcania odpadów. W rolnictwie, tak znaczący spadek emisji spowodowany był zmianami strukturalnymi i ekonomicznymi po 1989 r., w tym zmniejszeniem produkcji zwierzęcej i roślinnej (np. nastąpił spadek pogłowia bydła w latach 1988–2021 z ponad 10 mln szt. do ok. 6 mln, owiec z ponad 4 mln szt. do ok. 270 tys.). Z kolei redukcja emisji w kategorii 1. *Energia* związana była głównie z transformacją w przemyśle ciężkim oraz ze spadkiem zużycia i wydobywania węgla, a także z działaniami w kierunku poprawy efektywności energetycznej. W przypadku sektora 4. *Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo*, rok 2021 jest kolejnym z rzędu rokiem, w którym poziom akumulacji węgla w polskich lasach nie osiągnął poziomu odnotowywanego na przestrzeni lat poprzedzających załamanie trendu tej akumulacji w 2019 r. (Tabela 1.1).

Szczegółowe emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. *Spalanie paliw* przedstawiono w tabeli (Tabela 1.2). Dominujący udział w emisji GHG ma podkategoria 1A1. *Przemysły energetyczne*, a w szczególności spalanie paliw w ramach 1A1a. Należy podkreślić, że w latach 1988-2021 nastąpił znaczny spadek emisji GHG związanej z produkcją energii elektrycznej i ciepła komercyjnego (w kategorii 1A1a) o prawie 39% (z 249 do 152 Mt CO₂eq). Przyczyną było zmniejszenie zużycia paliw o ok. 30%, a zwłaszcza ograniczenie zużycia paliw stałych - węgla kamiennego (o ok. 46%) i brunatnego (o prawie 24%). Istotny, dochodzący w ostatnich latach do ponad 20%, udział w emisji GHG ma kategoria 1A3. *Transport*. Emisja GHG z transportu wykazuje trend rosnący. Niewielki spadek tej emisji obserwowany był jedynie w 2020 r., co spowodowane było pandemią Covid-19 i ograniczeniem transportu drogowego. W kolejnej, pod względem wielkości emisji GHG, kategorii 1A2. *Przemysł wytwórczy i budownictwo*, widoczny jest wyraźny spadek emisji gazów cieplarnianych w okresie 1988-1992, spowodowany istotnymi zmianami w polskiej gospodarce, szczególnie w przemyśle ciężkim. Sytuacja ta była wynikiem rozpoczętej transformacji politycznej i przechodzenia od gospodarki centralnie sterowanej do wolnorynkowej. Następnie wystąpił wzrost emisji GHG w latach 1993-1996, będący rezultatem wzrostu gospodarczego. W kolejnym okresie następował spadek emisji, z nieznacznymi fluktuacjami, aż do 2009 r., w którym zauważalnie niższa wartość emisji gazów cieplarnianych związana była m.in. ze światową recesją gospodarczą. W kolejnych latach poziom emisji GHG w ramach kategorii 1A2 był w miarę ustabilizowany. Wśród stacjonarnych źródeł spalania paliw (kategorie 1A1, 1A2, 1A4), kilkunastoprocentowy udział w emisji GHG ma również spalanie paliw w 1A4b. *Gospodarstwa domowe*. W tej kategorii również nastąpiła wyraźna redukcja emisji GHG w stosunku do 1988 r. (o prawie 50%). Wynika ona głównie z ograniczenia zużycia paliw o ponad 17%, w tym przede wszystkim węgla kamiennego (spadek o prawie 63%) przy wzroście zużycia gazu ziemnego o ponad 86% i ponad 5-krotnym wzroście zużycia biomasy stałej.

Tabela 1.2. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO₂eq]

Sektor	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
1ASpalanie paliw	447,31	427,37	355,99	358,50	350,53	353,13	346,53	346,60	363,05	350,74	323,66	314,49	300,63	299,60	293,43	303,74	308,61
1A1 Przemysły energetyczne	257,93	253,88	235,23	229,35	221,04	207,87	206,14	191,21	198,51	191,84	184,70	178,92	176,59	177,99	171,89	180,49	179,84
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	248,97	245,55	228,19	224,03	215,38	200,66	195,12	178,45	184,90	179,52	173,04	168,78	166,91	169,07	164,42	172,72	171,60
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,97
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	205,39	202,88	186,89	181,57	176,46	174,90	173,09	154,73	157,95	155,98	152,42	150,37	150,80	151,30	148,46	157,10	147,94
1A1aiii Ciepłownie	43,58	42,68	41,30	42,46	38,92	25,76	22,04	23,71	26,95	23,55	20,62	18,41	16,10	17,76	15,96	15,62	13,69
1A1b Rafinerie	2,92	2,84	2,18	1,40	1,91	1,65	1,68	3,73	4,03	3,49	3,48	3,22	3,54	3,62	3,59	3,60	3,80
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energet.	6,04	5,49	4,85	3,92	3,75	5,55	9,34	9,04	9,58	8,83	8,18	6,92	6,14	5,30	3,88	4,16	4,44
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	55,22	52,17	42,83	39,66	36,72	47,73	48,76	63,32	67,87	64,05	53,79	45,92	45,96	40,62	38,47	37,59	38,28
1A3 Transport	24,55	24,35	20,74	21,80	22,23	21,79	22,95	23,80	26,98	28,57	30,13	32,89	29,00	28,79	27,78	29,86	33,77
1A4 Inne sektory	109,61	96,98	57,19	67,69	70,54	75,73	68,68	68,26	69,69	66,28	55,03	56,77	49,08	52,20	55,29	55,80	56,72
1A4a Handel/usługi/instytucje	30,28	24,95	9,78	9,64	10,12	9,34	7,12	7,09	6,50	6,76	5,38	5,73	5,63	6,09	8,06	8,46	8,21
1A4b Gospodarstwa domowe	69,65	62,65	38,15	46,95	48,21	51,97	45,95	46,06	47,41	43,16	34,92	35,86	29,27	32,06	34,05	34,03	34,83
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	9,68	9,38	9,25	11,10	12,21	14,42	15,60	15,12	15,79	16,35	14,73	15,19	14,19	14,05	13,18	13,31	13,68

Sektor	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
1ASpalanie paliw	308,13	320,35	318,02	313,00	303,26	320,24	316,32	309,96	305,45	291,78	294,80	305,68	318,52	318,01	299,84	284,56	313,10
1A1 Przemysły energetyczne	178,36	184,11	180,32	174,79	167,26	173,53	174,85	169,75	170,34	160,94	163,70	163,53	165,25	163,30	150,55	139,60	160,22
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	171,01	176,80	171,27	166,07	159,90	165,73	166,66	161,94	163,22	154,07	155,62	155,78	157,51	155,81	142,58	131,81	152,23
1A1ai Produkcja energii elektrycznej	9,91	10,01	9,90	11,25	4,40	4,77	7,17	11,35	11,68	8,45	2,38	2,00	2,53	2,36	2,33	3,49	3,73
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	148,03	153,83	149,41	143,03	143,07	146,79	147,99	138,23	139,73	134,88	143,10	142,99	144,44	143,12	130,34	118,39	137,40
1A1aiii Ciepłownie	13,06	12,96	11,96	11,79	12,44	14,17	11,49	12,37	11,82	10,75	10,14	10,79	10,54	10,33	9,91	9,94	11,10
1A1b Rafinerie	3,57	3,58	4,32	4,31	4,20	4,79	5,03	5,05	4,28	4,00	4,44	4,51	4,66	4,36	4,61	4,59	4,41
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energet.	3,78	3,72	4,73	4,40	3,16	3,01	3,16	2,76	2,83	2,87	3,65	3,24	3,08	3,14	3,36	3,20	3,58
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	33,87	33,80	36,09	31,96	28,03	29,62	30,56	29,47	29,29	29,42	27,95	28,65	31,03	31,55	31,19	28,91	30,11
1A3 Transport	36,25	40,12	44,26	46,25	46,85	49,37	49,97	48,02	45,17	45,54	48,04	54,74	63,22	65,04	66,04	63,08	68,35
1A4 Inne sektory	59,64	62,32	57,35	60,01	61,12	67,72	60,95	62,72	60,65	55,87	55,11	58,75	59,02	58,11	52,07	52,97	54,42
1A4a Handel/usługi/instytucje	7,80	8,69	8,37	8,94	9,35	10,61	9,75	9,43	8,73	7,78	7,94	8,61	7,48	7,02	6,43	6,03	7,74
1A4b Gospodarstwa domowe	37,62	41,43	37,89	39,51	40,35	45,25	39,83	41,73	40,64	37,28	36,82	39,16	39,40	38,85	33,83	34,98	35,25
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	14,22	12,20	11,09	11,56	11,42	11,86	11,36	11,56	11,28	10,81	10,35	10,98	12,14	12,24	11,81	11,96	11,44

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Emisje gazów cieplarnianych ze źródeł, które są objęte unijnym system handlu emisjami (EU ETS) pochodzą z energetyki i ciepłownictwa, a także z części zakładów przemysłowych. Emisje raportowane przez instalacje objęte systemem EU ETS dotyczą przede wszystkim CO₂, ale także N₂O, głównie z produkcji kwasu azotowego.

Udział emisji z instalacji objętych systemem EU ETS w całkowitej emisji krajowej w Polsce w okresie 2005–2020 wyniósł ok. 50%, zmniejszając się z 52,5% w 2013 r. do 45,6% w 2020 r. W 2021 r. emisja w EU ETS wyniosła 192,0 Mt CO₂eq, co stanowiło 48% emisji krajowej.

Polska, podobnie jak inne państwa UE, nie posiada krajowego celu redukcyjnego na lata 2021-2030 nałożonego na emisje pochodzące ze źródeł objętych EU ETS, ponieważ limit na te emisje nałożony jest na poziomie całego unijnego systemu, zaś emisje w ramach tego limitu są rozliczane bezpośrednio przez prowadzących instalacje.

Zgodnie z decyzją PE i Rady nr 2009/406/WE w sprawie wysiłków podjętych przez państwa członkowskie, zmierzających do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych w celu realizacji do 2020 r. zobowiązań Wspólnoty dotyczących redukcji emisji gazów cieplarnianych (tzw. decyzja ESD) Polska miała obowiązek ograniczyć wzrost emisji gazów cieplarnianych do 14% w stosunku do poziomu z 2005 r. Biorąc pod uwagę cały okres 2013-2020 Polska wypełniła swój cel redukcyjny w sektorach non-ETS z niewielką nadwyżką wynoszącą 0,545 Mt CO₂eq. (Tabela 1.3).

Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO₂eq przeliczonych wg GWP z AR4)

Parametr	2013	2014	2015	2016
Emisja non-ETS	186095	181543	186772	198665
Jednostki AEA	193643	194886	196128	197371
Różnica (AEA – non-ETS)	7548	13343	9356	-1294
Skumulowana nadwyżka AEA	–	20890	30246	28952
Parametr	2017	2018	2019	2020
Emisja non-ETS	211507	213033	209085	205093
Jednostki AEA	199974	201710	203446	205181
Różnica (AEA – non-ETS)	-11532	-11323	-5639	88
Skumulowana nadwyżka AEA	17420	6097	457	545

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

W ramach regulacji UE Polska została zobowiązana do osiągnięcia 17,7% redukcji do 2030 r. w stosunku do 2005 r. w obszarze sektorów nieobjętych systemem EU ETS. Porównanie oszacowanej emisji dla sektorów nieobjętych ETS w 2021 r. z limitem jednostek przyzanych Polsce na ten rok wskazuje, że emisja ta jest niższa od limitu o ponad 7 Mt CO₂eq (Tabela 1.4).

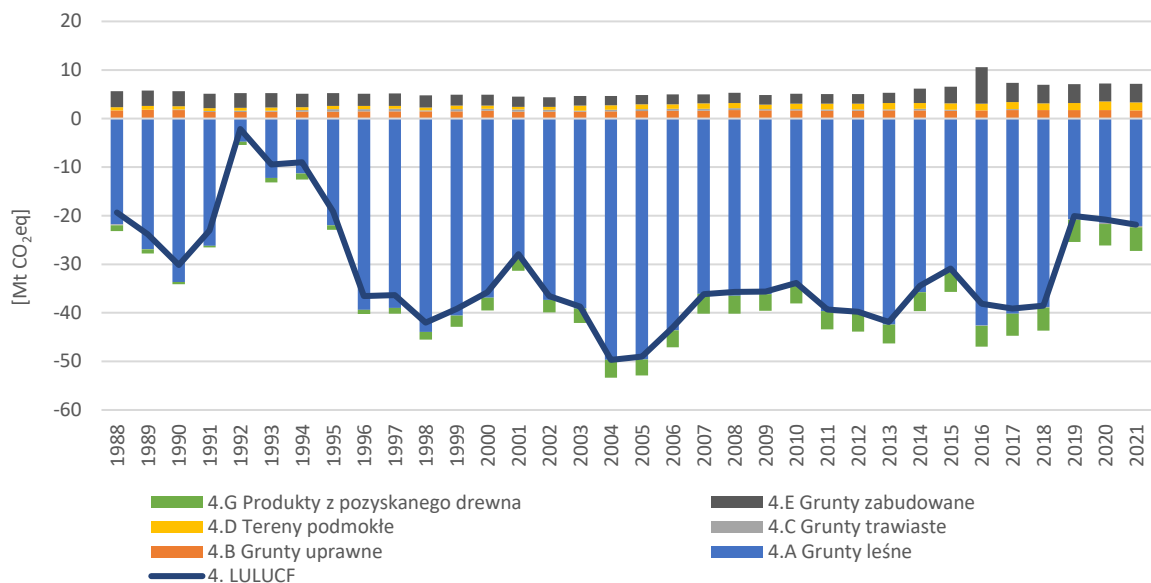
Tabela 1.4. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przeliczonymi wg GWP z AR5)

Wyszczególnienie		Emisja [kt CO ₂ eq]
A	Krajowa emisja gazów cieplarnianych (z emisją pośrednią CO ₂ , bez LULUCF)	399 938
B	Zweryfikowana emisja gazów cieplarnianych w EU ETS	192 033
C	Emisja CO ₂ z lotnictwa krajowego (1.A.3.a)	54
D	Emisja non-ETS (= A-B-C)	207 851
E	Roczny limit emisji (AEA) dla Polski w non-ETS	215 005
F	Różnica między AEA oraz emisją non-ETS (= E-D)	7 154

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Sektor LULUCF uwzględnia emisje i pochłanianie gazów cieplarnianych z użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa. Zestawienie sald emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych dla lat 1988-2021, dla zagregowanych kategorii źródłowych sektora LULUCF (grunty leśne, grunty uprawne,

grunty trawiaste, tereny podmokłe, grunty zabudowane, produkty z pozyskanego drewna), przedstawiono na rysunku (Rysunek 1.2).



Rysunek 1.2. Zagregowane saldo emisji gazów cieplarnianych sektora LULUCF w latach 1988-2021 wg kategorii źródłowych
Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

Należy zauważyć, że zagregowana wartość salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych dla wszystkich kategorii sektora LULUCF, na przestrzeni analizowanego okresu (1988-2021), jest ujemna. Oznacza to, że łączny „wychwył” CO₂ przewyższył łączną, wyrażoną w ekwiwalencie CO₂, sektorową emisję gazów cieplarnianych. Najwyższe wartości salda emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych z sektora LULUCF odnotowano w latach 2004-2005. W kolejnych latach nastąpił spadek pochłaniania, który uwidocznił się w szczególności w ostatnich latach (2019-2021). Jak już wspomiano wcześniej, rok 2021 jest kolejnym z rzędu, dla którego zakłada się, że akumulacja węgla (pochłanianie CO₂) w polskich lasach nie osiąga poziomu odnotowanego na przestrzeni lat historycznych.

Głównymi powodami znaczącego spadku pochłaniania (w postaci załamania dynamiki wzrostu wielkości zasobów drzewnych) w lasach od 2019 r. są m.in. długoterminowe skutki klęsk żywiołowych (suszy występujących od 2014 r., huraganowych wiatrów (izwiązanych z nimi wiatrołomów w 2017 r.), stanowiących bezpośrednią przyczynę zmian z zakresie szacowanych zasobów drzewnych na pniu, starzenie się drzewostanów wpływające na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego, a także – co istotne – znaczące zmiany dynamiki wydzielania się martwego drewna oraz wykazywanych charakterystyk w tym zakresie.

Pochłanianie netto (tj. ujemna wielkość salda emisji i pochłaniania) gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF zwiększyła się w 2021 r. o około 6,0% w stosunku do 2020 r. Wśród głównych, sektorowych źródeł strumieni gazów cieplarnianych plasują się strumienie gazów cieplarnianych na gruntach leśnych, efekt substytucji węgla w produktach z pozyskanego drewna oraz strumienie gazów cieplarnianych na gruntach zabudowanych. Ich bezwzględny udział procentowy w szacowanym poziomie strumieni gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF wynosi odpowiednio: 64,2% (-22 085 kt CO₂eq), 14,2% (-4 877 kt CO₂eq) oraz 11,2% (3 851 kt CO₂eq). W przypadku gruntów leśnych, produktów drzewnych oraz gruntów zabudowanych, szacowane za rok 2021 salda emisji i pochłaniania GHG zwiększyły się odpowiednio o 3,1%; 9,1% oraz 4,4%.

Szczegółowe dane nt. sald emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w latach 1988-2021, dla zagregowanych kategorii źródłowych, przedstawiono w tabeli (Tabela 1.5).

Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO₂eq]

Kategoria IPCC	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004
4A Grunty leśne	-21807	-26881	-33650	-26232	-4778	-12204	-11330	-21996	-39363	-38956	-43915	-40588	-36871	-28984	-37348	-39114	-49697
4B. Grunty uprawne	1673	1805	1751	1361	1382	1403	1423	1445	1463	1473	1488	1504	1618	1401	1430	1439	1467
4C Grunty trawiaste	-182	-74	113	198	242	232	307	490	492	548	211	437	395	501	360	149	318
4D Tereny podmokłe	646	820	653	596	585	622	578	665	635	583	603	697	677	518	621	1058	920
4E Grunty zabudowane	3287	3117	3097	2969	3032	2950	2802	2622	2524	2551	2484	2294	2245	2107	2000	1979	1935
4F Inne grunty	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4G Produkty z pozyskanego drewna	-1206	-856	-459	-321	-669	-923	-1254	-942	-878	-1217	-1603	-2283	-2633	-2349	-2551	-2982	-3631
4A Grunty leśne	-21807	-26881	-33650	-26232	-4778	-12204	-11330	-21996	-39363	-38956	-43915	-40588	-36871	-28984	-37348	-39114	-49697

Kategoria IPCC	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021
4A Grunty leśne	-49594	-43608	-36102	-36505	-36126	-34247	-39667	-40093	-42436	-35772	-31678	-42589	-40183	-38802	-20740	-21428	-22085
4B. Grunty uprawne	1570	1602	1597	1775	1657	1668	1617	1628	1664	1676	1641	1673	1760	1721	1747	1750	1711
4C Grunty trawiaste	344	408	396	385	303	294	280	254	237	319	174	-65	165	-122	-98	-258	-281
4D Tereny podmokłe	1007	901	1104	1046	918	1128	1167	1159	1299	1224	1337	1390	1436	1425	1422	1760	1586
4E Grunty zabudowane	1941	2052	1867	2113	1962	2026	1953	2007	2115	2950	3390	7514	4002	3803	3939	3688	3851
4F Inne grunty	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA	NA
4G Produkty z pozyskanego drewna	-3286	-3463	-4097	-3646	-3463	-3831	-3768	-3755	-3840	-3879	-4008	-4319	-4569	-4773	-4565	-4469	-4877
4A Grunty leśne	-49594	-43608	-36102	-36505	-36126	-34247	-39667	-40093	-42436	-35772	-31678	-42589	-40183	-38802	-20740	-21428	-22085

Źródło: KOBIZE, IOŚ-PIB

1.1.2. Prognozy dotyczące zmian w sektorach przy istniejących politykach i środkach krajowych i unijnych, a także prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Projekcje emisji gazów cieplarnianych, a także substancji zanieczyszczających powietrze (zgodnie z dyrektywą NEC⁴) do 2040 r., sporządzono na podstawie prognoz zmian aktywności w poszczególnych sektorach z uwzględnieniem klasyfikacji źródeł odpowiednio IPCC i NFR⁵, zawartych w następujących źródłach danych (Tabela 4.27):

Tabela 1.6. 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 SA na potrzeby przygotowania aKPEiK, zamieszczone w rozdziałach 4.3 i 4.4 niniejszego raportu	Informacje pozyskane z organizacji branżowych, opracowań i artykułów branżowych i in. Prognozy GUS
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
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo		Krajowy plan gospodarki odpadami 2028 (KPGO 2028) MKiŚ 2023; Prognoza ludności na lata 2023-2060, GUS 2023
5. Odpady		

W prognozach uwzględniono realizację aktualnych 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 oraz ograniczenia oddziaływania energetyki na środowisko.

Poniżej (Tabela 1.7; Rysunek 1.3) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji gazów cieplarnianych w Polsce, w zestawieniu z emisją w latach 2005-2020, wg sektorów IPCC.

Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów

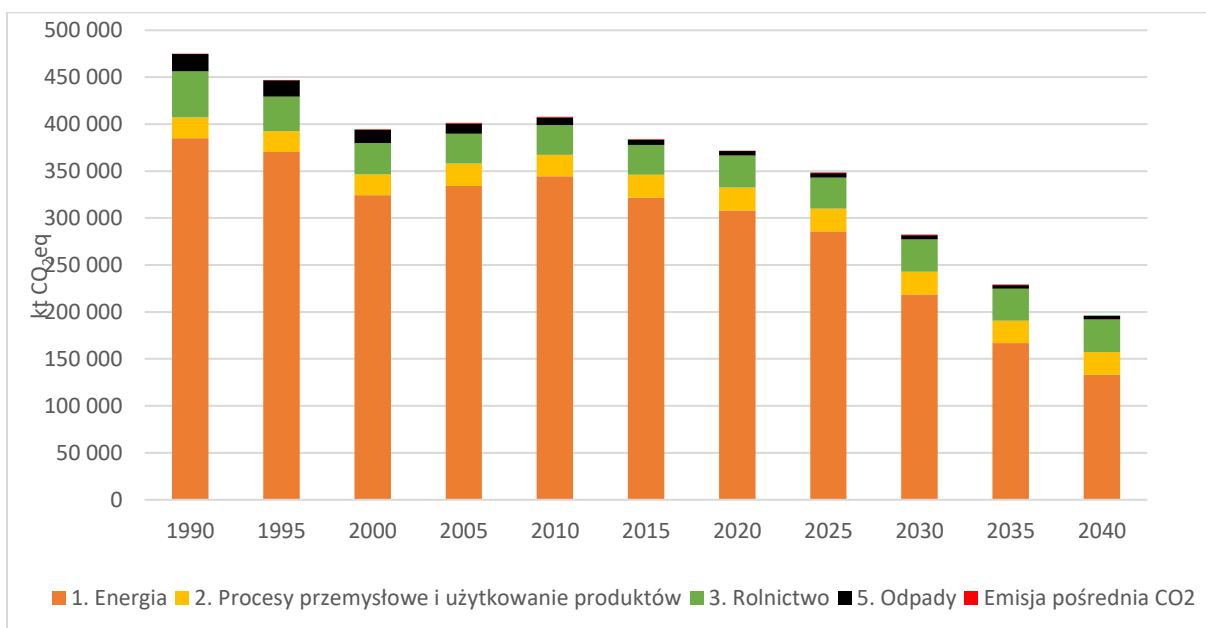
Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	334 317,08	344 423,02	321 729,78	307 991,99	285 675,98	218 770,25	166 885,60	133 290,94
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	23 732,01	22 878,65	24 351,84	24 516,29	24 223,83	24 038,87	24 001,47	24 177,30
3. Rolnictwo	31 659,42	31 659,66	31 705,48	34 051,67	33 334,78	34 650,27	33 810,60	34 519,85
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo	-48 018,52	-32 962,30	-29 143,46	-18 957,85	-32 282,75	-24 550,49	-21 107,75	-14 266,51
5. Odpady	11 000,17	8 275,63	5 608,23	4 752,48	4 652,44	4 268,70	4 041,42	3 786,22

⁴ 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 uchylenia dyrektywy 2001/81/WE (Dz. Urz. UE L 344 z 17.12.2016, str. 1, ze zm.)

⁵ NFR – ang. Nomenclature for Reporting, format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Emisje pośrednie CO ₂	564,93	567,87	546,19	582,52	545,78	539,97	531,84	523,60
Suma (z uwzgl. LULUCF)*	353 255,10	374 842,53	354 798,06	352 937,10	316 150,06	257 717,57	208 163,19	182 031,40
Suma (bez LULUCF)*	401 273,62	407 804,83	383 941,52	371 894,95	348 432,82	282 268,06	229 270,93	196 297,90

* z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂
 Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB



Rysunek 1.3. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Prognozuje się, że krajowa emisja gazów cieplarnianych (bez sektora LULUCF) wyniesie 282,3 mln ton CO₂eq w 2030 oraz 196,3 mln ton CO₂eq w 2040 r. i zmniejszy się w stosunku do 1990 r. o blisko 41% w 2030 r. oraz o ponad 59% w 2040 r. W sektorze energii redukcja emisji będzie na poziomie 43% w 2030 r. i 65% w 2040 r. Głównym czynnikiem zmniejszającym emisję GHG w sektorze energii jest spadek zużycia paliw zarówno w źródłach stacjonarnych, jak i mobilnych. Istotną redukcję emisji GHG zaobserwowano również w sektorze odpadów (o 76% w 2030 r. i o 79% w 2040 r.). W sektorze rolnictwa spadek emisji GHG wyniósł 30% w latach 1990-2030 r. i pozostał na podobnym poziomie do 2040 r., co jest spowodowane prognozowaną wielkością produkcji zwierzęcej i roślinnej. W przypadku sektora procesów przemysłowych i użytkowania produktów prognozowany jest niewielki wzrost emisji o ok. 10% w latach 2030-2040 w odniesieniu do 1990 r.

Pomimo, że w sektorze LULUCF systematycznie odnotowywano pochłanianie CO₂ netto, w latach 2019-2021 zaobserwowano dość istotny spadek potencjału akumulacji CO₂ przez ten sektor. Wydaje się, że miało to charakter krótkoterminowy i odzwierciedlało efekt historycznych zaburzeń naturalnych, które dotknęły polskie lasy na przestrzeni ostatnich lat. Niemniej jednak, bieżące symulacje przeprowadzone dla lasów (głównego pochłaniacza w sektorze) zakładają, że w okresie 2022-2023 odnotowano znaczący wzrost pochłaniania CO₂ netto z obecnych ponad -20 mln ton CO₂eq do ok. -32,1 mln ton CO₂eq w roku 2022 i -35,1 mln ton CO₂eq w roku 2023 (co stanowi jednocześnie wartość szczytową prognozowanego trendu). W dalszej perspektywie przewiduje się jednak systematyczny spadek pochłaniania CO₂ netto do poziomu -24,5 mln ton CO₂eq w roku 2030 oraz -14,3 mln ton CO₂eq w 2040 roku. Zakładany spadek dynamiki wzrostu zasobów drzewnych na pniu należy przede wszystkim łączyć z dwoma czynnikami wpływającymi na wykazywany poziom rocznego przyrostu bieżącego w skali zagregowanej. Czynniki

te związane są z procesem starzenia się drzewostanów, a także ze znaczącym wzrostem dynamiki wydzielania się martwego drewna. Co istotne, wzrostu ilości martwego drewna w lasach oczekuje się zarówno w wyniku realizacji założeń szeregu lokalnych i globalnych polityk środowiskowych, jak również w wyniku zwiększenia śmiertelności drzew w efekcie zmian klimatycznych.

W tabeli poniżej (Tabela 1.8) przedstawiono szczegółowe projekcje 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*).

Tabela 1.8. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw

Sektor	Emisje GHG [kt CO ₂ eq]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1A Spalanie paliw	308 125,76	320 243,46	294 804,48	284 563,58	264 454,40	200 617,52	151 822,74	119 908,50
1A1 Przemysły energetyczne	178 362,41	173 529,26	163 700,19	139 603,24	128 283,67	83 889,24	49 586,05	31 590,35
1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła	171 009,45	165 731,48	155 616,22	131 814,93	120 933,83	76 929,30	43 015,21	25 430,74
1A1ai Produkcja energii elektrycznej*	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE	IE
1A1aii Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła	157 945,05	151 563,31	145 480,52	121 875,37	113 139,87	71 832,65	38 703,56	23 474,39
1A1aiii Ciepłownie	13 064,40	14 168,17	10 135,69	9 939,55	7 793,95	5 096,65	4 311,65	1 956,35
1A1b Rafinerie	3 569,54	4 789,81	4 435,10	4 592,73	4 405,87	4 013,54	3 675,93	3 375,42
1A1c Produkcja paliw stałych i inne przemysły energetyczne	3 783,42	3 007,97	3 648,87	3 195,58	2 943,98	2 946,40	2 894,91	2 784,19
1A2 Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 872,34	29 615,73	27 954,16	28 906,83	27 742,61	24 071,45	20 831,59	17 660,24
1A3 Transport	36 248,83	49 373,53	48 040,11	63 081,57	66 053,73	58 355,87	52 404,14	46 027,88
1A4 Inne sektory	59 642,19	67 724,94	55 110,02	52 971,94	42 374,39	34 300,96	29 000,96	24 630,03
1A4a Handel/usługi/institucje	7 796,21	10 614,49	7 944,34	6 031,18	5 885,17	5 436,69	4 976,11	4 328,40
1A4b Gospodarstwa domowe	37 621,06	45 248,17	36 818,66	34 982,89	26 234,68	19 695,62	15 680,55	12 670,53
1A4c Rolnictwo/leśnictwo/rybołówstwo	14 224,92	11 862,28	10 347,02	11 957,87	10 254,54	9 168,66	8 344,30	7 631,10

IE – „included elsewhere”

*Wartości właściwe dla elektrowni i elektrociepłowni zawarto łącznie w 1A1aii, gdyż zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje prezentowane są w jednej pozycji

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 ponad 29%, a do 2040 r. ok. 58%. Największy wpływ na tę redukcję ma obniżenie emisji GHG w kategorii 1A1a Produkcja energii elektrycznej i ciepła. Przewidywany spadek w tej kategorii wynosi ok. 42% w perspektywie do 2030 r. i ok. 81% 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 i brunatnego. Znaczący spadek emisji GHG przewidywany jest też w kategorii 1A4b Gospodarstwa domowe, w latach 2020-2030 o prawie 43% a do 2040 r. o ok. 64%. W przypadku tego sektora tak znacząca redukcja jest również związana ze spadkiem zużycia paliw (głównie węgla kamiennego) i niemal całkowite zastąpienie tego paliwa innymi nośnikami energii w latach post-2040 r.

W kolejnych tabelach (Tabela 1.9; Tabela 1.10; Tabela 1.11) 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 1.9. Prognozowane emisje CO₂

Sektor	Emisje CO ₂ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	305 292,48	316 852,23	293 495,67	281 978,11	263 321,33	200 576,18	152 479,37	121 067,21
A. Spalanie paliw	301 905,38	313 363,43	288 748,81	277 753,06	258 937,54	196 094,32	147 976,36	116 570,16
1. Przemysły energetyczne	177 651,35	172 795,91	162 990,16	138 993,06	127 700,48	83 448,00	49 273,84	31 320,10
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	33 669,65	29 402,61	27 703,78	28 596,72	27 429,02	23 773,35	20 547,03	17 381,02
3. Transport	35 631,64	48 767,04	47 449,35	62 374,76	65 348,17	57 702,68	51 805,44	45 494,96
4. Inne sektory	54 952,74	62 397,88	50 605,53	47 788,52	38 459,87	31 170,28	26 350,05	22 374,08
B. Emisja lotna z paliw	3 387,10	3 488,80	4 746,86	4 225,05	4 383,80	4 481,87	4 503,01	4 497,06
1. Paliwa stałe	2 225,64	2 424,68	2 712,17	2 340,89	2 192,35	2 203,28	2 202,24	2 199,09
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	1 161,46	1 064,11	2 034,69	1 884,16	2 191,45	2 278,59	2 300,77	2 297,97
2. Procesy przemysłowe	15 665,47	16 056,87	17 907,27	18 746,13	20 212,64	20 409,87	20 551,51	20 683,46
A. Produkty mineralne	8 355,79	9 849,54	10 088,59	11 738,98	12 675,14	12 882,64	13 074,52	13 261,82
B. Przemysł chemiczny	4 886,78	4 335,42	5 141,13	4 866,96	5 030,36	5 081,79	5 128,55	5 176,50
C. Produkcja metali	2 236,00	1 639,16	2 419,96	1 824,37	2 172,04	2 118,33	2 030,39	1 934,56
D. Produkty nieenergetyczne ze zużycia paliw i rozpuszczalników	186,90	232,76	257,59	315,82	335,10	327,12	318,05	310,59
3. Rolnictwo	1 591,35	1 121,19	1 108,98	1 458,75	1 320,98	1 330,75	1 314,26	1 298,85
G. Wapnowanie	944,90	391,55	373,84	836,30	628,37	675,15	689,15	702,90
H. Stosowanie mocznika	394,18	467,17	471,24	431,33	473,00	426,14	400,71	376,39
I. Inne nawozy	252,27	262,46	263,89	191,13	219,61	229,46	224,40	219,56
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	-48 987,35	-33 870,34	-30 886,90	-20 783,76	-34 007,90	-26 193,09	-22 635,50	-14 985,63
5. Odpady	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56	274,56	274,56
C. Spalanie odpadów	215,76	194,29	203,50	254,10	274,56	274,56	274,56	274,56
Emisja CO ₂ z biomasy	19 802,69	30 378,55	34 917,41	48 969,63	48 439,50	51 811,61	50 249,71	50 018,17
Suma (z uwzgl. LULUCF)	274 342,63	300 922,11	282 374,71	282 235,85	251 667,39	196 938,25	152 516,04	128 862,05
Suma (bez LULUCF)	323 329,98	334 792,45	313 261,61	303 019,61	285 675,29	223 131,34	175 151,54	143 847,68

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Głównym gazem cieplarnianym emitowanym w Polsce pozostanie CO₂. Jego udział w emisji krajowej wyniesie 79% w 2030 r. Prognozowany jest znaczący spadek emisji CO₂: z blisko 377 mln ton CO₂eq w 1990 r. do 223 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 41%) oraz do 143,8 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 62%). Najistotniejszy spadek emisji odnotowano w sektorze Energia, co było spowodowane znaczącym spadkiem zużycia paliw w źródłach stacjonarnych i mobilnych.

Tabela 1.10. Prognozowane emisje N₂O

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	8,91	8,20	7,88	9,25	8,53	7,48	6,54	5,91
A. Spalanie paliw	8,91	8,20	7,88	9,25	8,53	7,48	6,54	5,91
1. Przemysły energetyczne	2,61	2,69	2,60	2,19	2,07	1,52	1,04	0,88

Sektor	Emisje N ₂ O [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,44	0,46	0,54	0,66	0,67	0,63	0,60	0,59
3. Transport	1,72	1,74	1,71	2,29	2,30	2,15	1,97	1,76
4. Inne sektory	4,14	3,31	3,02	4,11	3,50	3,17	2,92	2,68
B. Emisja lotna z paliw	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
2. Procesy przemysłowe	15,29	4,15	2,62	1,84	2,17	2,18	2,20	2,22
B. Przemysł chemiczny	14,87	3,71	2,18	1,39	1,71	1,71	1,72	1,73
G. Produkcja i użytkowanie innych wyrobów	0,43	0,44	0,44	0,45	0,46	0,47	0,48	0,49
3. Rolnictwo	57,01	58,94	58,49	63,10	62,19	62,55	61,60	61,84
B. Odchody zwierzęce	8,90	8,75	8,66	9,93	9,86	10,33	10,12	10,42
D. Gleby rolne	48,08	50,16	49,79	53,13	52,29	52,18	51,44	51,37
F. Spalanie odpadów roślinnych	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)	3,52	3,37	6,44	6,67				
5. Odpady	2,58	2,67	2,95	3,06	3,36	3,39	3,40	3,34
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	0,13	0,12	0,39	0,42	0,82	0,87	0,93	0,93
C. Spalanie odpadów	0,02	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
D. Gospodarka ściekami	2,43	2,54	2,54	2,61	2,53	2,50	2,45	2,39
Suma (z uwzgl. LULUCF)	87,31	77,34	78,37	83,91	82,67	81,70	79,41	75,91
Suma (bez LULUCF)	83,80	73,96	71,93	77,24	76,26	75,61	73,74	73,30

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

W przypadku N₂O prognozowana emisja (bez LULUCF) zmniejszy się ze 105 kt w 1990 r. do blisko 76 kt (spadek o 28%) w 2030 r. i do 73 kt w 2040 r. (spadek o ok. 30%). Największą redukcję emisji N₂O w latach 1990-2040 odnotowano w sektorze Procesów przemysłowych i użytkowania produktów (głównie w przemyśle chemicznym). Z kolei w sektorze Rolnictwa emisja N₂O zmniejszyła się o 26%, przy czym do 2020 r. osiągnięto już 24%-ową redukcję. Rolnictwo to najistotniejsze źródło emisji N₂O w Polsce, a w szczególności gleby rolne. Z kolei w sektorze Odpadów zanotowano wzrost emisji N₂O w latach 1990-2040 (2,5 kt do 3,3 kt), który jest spowodowany prognozowanym wzrostem liczby odpadów komunalnych, przemysłowych, medycznych i komunalnych osadów ściekowych przekształcanych termicznie oraz wzrostem ilości odpadów przetwarzanych w kompostowniach.

Udział podtlenku azotu w emisji krajowej wyniesie ok. 7% w 2030 r.

Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH₄

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	952,26	907,05	933,81	841,52	717,62	578,98	452,62	380,62
A. Spalanie paliw	137,84	168,11	141,74	155,71	116,29	90,76	75,50	63,31
1. Przemysł energetyczne	0,65	0,70	0,73	1,06	1,24	1,35	1,32	1,30
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	3,07	3,27	3,87	4,84	4,87	4,65	4,45	4,37
3. Transport	5,81	5,18	4,89	3,60	3,46	2,96	2,70	2,40
4. Inne sektory	128,31	158,96	132,25	146,22	106,72	81,80	67,04	55,23

Sektor	Emisje CH ₄ [kt]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
B. Emisja lotna z paliw	814,42	738,94	792,07	685,82	601,33	488,22	377,12	317,32
1. Paliwa stałe	719,82	651,44	690,01	579,09	491,34	375,08	266,98	213,64
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	94,60	87,50	102,06	106,73	109,99	113,15	110,14	103,68
2. Procesy przemysłowe	1,89	2,50	2,62	2,32	2,93	2,97	2,98	2,99
B. Przemysł chemiczny	1,39	2,03	2,02	1,91	2,47	2,53	2,58	2,63
C. Produkcja metali	0,50	0,46	0,60	0,40	0,46	0,44	0,40	0,37
3. Rolnictwo	534,26	532,84	539,19	566,85	554,74	597,95	577,56	601,23
A. Fermentacja jelitowa	460,56	473,53	486,61	515,16	503,56	539,99	520,60	543,72
B. Odchody zwierzęce	72,93	58,47	51,62	50,59	50,15	56,90	55,89	56,43
F. Spalanie odpadów roślinnych	0,77	0,85	0,95	1,10	1,03	1,06	1,07	1,08
4. Użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo (LULUCF)	1,33	0,51	1,35	2,11	0,95	1,04	0,98	0,99
5. Odpady	360,76	263,30	165,14	131,74	124,53	110,54	102,32	93,82
A. Składowanie odpadów stałych	257,45	143,48	80,29	49,42	35,26	22,84	16,27	9,91
B. Biologiczne unieszkodliwianie odpadów stałych	2,15	2,04	6,58	7,04	13,62	14,51	15,58	15,54
D. Gospodarka ściekami	101,16	117,78	78,27	75,28	75,66	73,19	70,48	68,37
Suma (z uwzgl. LULUCF)	1850,51	1706,20	1642,11	1544,54	1400,77	1291,48	1136,47	1079,67
Suma (bez LULUCF)	1849,17	1705,69	1640,76	1542,43	1399,81	1290,44	1135,49	1078,68

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Udział metanu w emisji krajowej wyniesie ok. 13% w 2030 r.

Prognozowana emisja metanu stopniowo się zmniejsza z ok. 2,5 mln ton w 1990 r. do blisko 1,3 mln ton CH₄ w 2030 r. (spadek o 48%) oraz do ok. 1 mln ton CH₄ w 2040 r. (spadek o 57%) (bez LULUCF). Największa spodziewana redukcja emisji CH₄ od 1990 r. wystąpiła w sektorze Odpadów, o 82% w 2030 r., co jest spowodowane prognozowanym zmniejszeniem ilości odpadów zagospodarowanych 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 45% w 2030 r., co jest spowodowane głównie dalszym spadkiem wydobycia węgla. W przypadku rolnictwa, pomimo znaczącej redukcji emisji metanu od 1990 r.: o 31% do 2030 r., to w kolejnych latach prognozowane są wahania emisji CH₄, do czego przyczyniają się przede wszystkim zmiany w pogłowie zwierząt gospodarskich.

Prognozowane zmiany emisji w sektorach EU ETS i non-ETS przedstawiono w tabeli (Tabela 1.12). 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: z 192 mln ton CO₂eq w 2021 do 117 mln ton CO₂eq w 2030 r. (spadek o 39%) oraz do 62 mln ton CO₂eq w 2040 r. (spadek o 67%). Jednocześnie prognozowany jest spadek udziału emisji GHG z instalacji objętych EU ETS w emisji krajowej – z obecnych 48% do 41% w 2030 r. i 32% w 2040 r.

Natomiast emisja GHG z sektorów nieobjętych EU ETS, tzw. ESR, również spada od 2021 r., lecz znacznie wolniej: o 21% do 2030 r. oraz o 36% do 2040 r. Prognozowana emisja w ESR w 2030 r. wyniesie 165 mln ton CO₂eq i osiągnie redukcję -14,3% w stosunku do emisji w roku bazowym 2005, co oznacza, że nie zostanie osiągnięty cel wyznaczony dla Polski w wielkości -17,7% (158,4 mln ton CO₂eq).

Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS

Parametr	2005 (bazowy)*	2021	2025	2030	2035	2040
Emisja w ETS [kt CO ₂ eq]		192032,91	162841,13	116997,95	81843,85	62353,45
Emisja w ESR [kt CO ₂ eq]	192472,25	207851,06	185331,62	164951,08	147055,41	133557,60
Zmiana emisji w ESR w stos. do 2005r.				-14,3%	-23,6%	-30,6%

^ rok bazowy tylko dla ESR

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Z kolei projekcje strumieni gazów cieplarnianych rozliczanych w sektorze LULUCF zakładają łączną nadwyżkę kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018⁶) na poziomie ok 16 695 kt CO₂eq. Natomiast w okresie rozliczeniowym 2026-2030 każde państwo członkowskie UE ma zapewnić, aby suma jego emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych zgłoszona w 2032 r. za 2030 r. i lata wcześniejsze, w porównaniu ze średnią danych z wykazów gazów cieplarnianych za lata 2016, 2017 i 2018, nie przekraczała celu określonego dla tego państwa członkowskiego w kolumnie C załącznika IIa. W przypadku okresu rozliczeniowego 2026-2030, łączny zakładany deficyt kredytów wymaganych do wypełnienia celu sektorowego LULUCF (określonego w art. 4 ust 3 Rozporządzenia (UE) 841/2018) kształtować się będzie na poziomie ok. 11 013 kt CO₂eq średniorocznie (sumarycznie 55 067 kt CO₂eq). Wymiar ewentualnie udostępnianej elastyczności w tym zakresie wynosi 11 250 kt CO₂eq. Biorąc pod uwagę ewentualne wykorzystanie tej elastyczności zakładany deficyt kredytów wymaganych do spełnienia tzw. zasady „zero debetów” (określonej w art. 4 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 841/2018) zostanie istotnie zredukowany do poziomu ok. 43 817 kt CO₂eq za okres 2026-2030 (średniorocznie w okresie 2026-2030 wymiar ten wyniesie 8 763 kt CO₂eq).

Prognozy emisji substancji zanieczyszczających powietrze

Poniżej (Tabela 1.13, Tabela 1.14; Tabela 1.15; Tabela 1.16; Tabela 1.17) zaprezentowano syntetyczne wyniki prognozowanych dla lat 2025-2040 emisji substancji zanieczyszczających powietrze w Polsce 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 powietrza⁷, wykonanej w 2023 r. zgodnie z obowiązującymi Wytycznymi do raportowania emisji i projekcji w ramach konwencji LRTAP (ECE/EB.AIR/125), przyjętymi decyzją Organu Wykonawczego konwencji LRTAP nr 2013/3 (dok. ECE/EB.AIR.122/Add.1).

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

Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	1 119,79	815,52	628,85	375,51	246,99	148,68	87,54	58,93
A. Spalanie paliw	1 106,90	807,41	620,42	368,71	240,54	142,64	81,84	53,62
1. Przemysły energetyczne	813,18	485,13	364,66	158,15	108,67	66,98	39,21	24,79

⁶ 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 roku 2030 i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE (Dz. Urz. UE L 156 z 19.06.2018, str. 1, ze zm).

⁷ Krajowy bilans emisji SO₂, NO_x, CO, NH₃, NMLZO, pyłów, metali ciężkich i TZO za lata 1990-2021; KOBIZE-IOŚ PIB. Raport syntetyczny; Warszawa, styczeń 2023

Sektor (kategoria NFR)	Emisja SO ₂ [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	110,51	87,10	69,94	45,49	29,45	18,31	12,57	9,63
3. Transport	1,24	0,56	0,55	0,63	0,83	0,79	0,76	0,71
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	181,97	234,63	185,26	164,43	101,59	56,56	29,30	18,48
B. Emisja lotna z paliw	12,89	8,11	8,44	6,80	6,44	6,04	5,70	5,32
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	12,89	8,10	8,43	6,80	6,44	6,03	5,69	5,31
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	9,13	9,15	9,61	9,79	9,74	9,91	10,12	10,36
B. Przemysł chemiczny	4,40	4,25	4,46	4,37	4,55	4,74	4,93	5,11
C. Produkcja metali	2,77	2,62	2,90	2,78	2,55	2,53	2,49	2,46
G. – L. Inne	1,96	2,29	2,26	2,63	2,63	2,64	2,70	2,78
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	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	0,04	0,04	0,05	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
D. Gospodarka ściekami	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
OGÓŁEM	1 128,98	824,72	638,53	385,37	256,80	158,66	97,74	69,37

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję SO₂ o minimum 59%, zaś od 2030 r. – o minimum 70% w stosunku do 2005 r. Z krajowej inwentaryzacji emisji wynika, że osiągnięta dotychczas redukcja tego zanieczyszczenia w odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 65,9%, a w 2021 r. 65,2%. W latach prognozy redukcja emisji SO₂ w scenariuszu WEM nadal rośnie i osiąga wartości od 77,3% w 2025 r. do ok. 86% w 2030 r. i ok. 94% w 2040 r. (Tabela 1.18) 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. 96% i w latach prognozy pozostaje on głównym źródłem emisji do 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 źródeł spalania (kat. 1A4), a także zmniejszenie zużycia biomasy drzewnej w małych źródłach spalania (kat. 1A4). Ponadto znaczny wpływ na zmniejszenie emisji ma zmieniająca się w latach prognozy struktura urządzeń grzewczych stosowanych w sektorze małych źródeł spalania paliw (1A4). Zmiany te polegają na stopniowym zastępowaniu wysokoemisyjnych kotłów urządzeniami nowoczesnymi, spełniającymi wymagania Ekoprojektu. Zmiana struktury urządzeń została odzwierciedlona w malejących wskaźnikach emisji ze spalania paliw w tym sektorze.

Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NO _x [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	775,74	758,39	633,82	514,07	449,39	355,20	280,30	219,81
A. Spalanie paliw	770,24	753,45	629,46	510,66	445,59	351,64	276,94	216,68
1. Przemysły energetyczne	304,23	287,18	214,14	127,14	106,10	75,98	51,02	38,42
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	64,65	54,50	48,75	50,19	44,72	38,80	34,49	30,64
3. Transport	218,78	252,94	243,37	214,34	197,49	153,36	115,76	81,17
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	182,57	158,82	123,20	118,98	97,28	83,50	75,68	66,45
B. Emisja lotna z paliw	5,51	4,94	4,36	3,41	3,80	3,56	3,36	3,14
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	5,50	4,93	4,35	3,40	3,79	3,55	3,35	3,13
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	15,99	15,43	17,47	17,52	17,80	17,99	18,20	18,39
B. Przemysł chemiczny	13,63	13,04	14,91	15,06	15,07	15,25	15,44	15,64
C. Produkcja metali	1,42	1,39	1,59	1,42	1,73	1,72	1,72	1,70
G. – L Inne	0,94	1,01	0,98	1,04	1,00	1,01	1,03	1,04
3. Rolnictwo	65,48	69,50	68,27	71,98	72,98	72,99	71,47	71,36
B. Nawozy naturalne	5,29	4,79	4,73	5,38	4,87	5,04	5,07	5,23
D. Gleby rolne	60,13	64,69	63,48	66,56	68,10	67,94	66,39	66,12
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,03	0,01	0,01	0,01	0,01
5. Odpady	1,27	1,33	1,53	1,81	1,82	1,89	1,93	1,96
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	1,27	1,33	1,53	1,81	1,82	1,89	1,93	1,96
OGÓŁEM	858,49	844,65	721,10	605,38	541,99	448,07	371,89	311,52

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 2005 r., 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 32,7%, a w 2021 r. o 34,5%, a zatem limit emisji tego zanieczyszczenia został w tych latach spełniony. W latach prognozy redukcja emisji NO_x w scenariuszu WEM osiąga wartości od 40,9% w 2025 r., ok. 52,7% w 2030 r. i 69,7% w 2040 r. (Tabela 1.18), 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. Głównym powodem spadku emisji NO_x w latach 2025-2040 jest prognozowane zmniejszenie zużycia paliw w przemysłach energetycznych (kategoria 1A1), transporcie (kategoria 1A3) i małych źródłach spalania paliw (kategoria 1A4).

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

Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja NMLZO [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	414,50	402,18	366,66	347,47	241,65	171,45	114,62	102,66
A. Spalanie paliw	298,66	300,69	265,61	262,31	161,06	103,86	59,48	55,32
1. Przemysły energetyczne	2,86	3,04	3,29	3,25	3,53	3,58	3,01	2,71
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	28,36	28,37	31,91	39,11	36,61	34,15	32,10	30,63
3. Transport	91,28	72,25	70,26	45,56	23,81	18,98	16,60	15,18
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	176,17	197,04	160,15	174,39	97,10	47,15	7,76	6,78
B. Emisja lotna z paliw	115,84	101,48	101,05	85,15	80,59	67,59	55,14	47,34
1. Paliwa stałe	90,08	72,32	70,44	52,77	47,03	33,68	22,07	16,60
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	25,76	29,17	30,61	32,39	33,57	33,92	33,06	30,74
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	267,37	269,06	260,82	279,39	263,56	261,04	257,46	253,79
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	1,18	1,17	1,16	1,15
D. Stosowanie rozpuszczalników i innych produktów	256,78	258,12	248,27	264,78	248,08	245,44	241,75	238,00
G. – L. Inne	6,68	6,92	7,11	8,02	7,93	8,03	8,12	8,17
3. Rolnictwo	110,90	102,09	103,61	123,61	115,20	121,00	125,56	122,89
B. Nawozy naturalne	104,84	95,96	97,31	115,61	107,32	113,13	117,98	115,60
D. Gleby rolne	6,05	6,12	6,28	7,99	7,88	7,87	7,57	7,29
F. Spalanie resztek roślinnych	0,01	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00
5. Odpady	4,05	2,98	2,43	2,45	2,45	2,28	2,20	2,11
A. Składowanie odpadów stałych	2,52	1,53	0,89	0,57	0,49	0,31	0,21	0,12
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	1,50	1,41	1,51	1,85	1,93	1,95	1,95	1,95
D. Gospodarka ściekami	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
OGÓŁEM	796,83	776,30	733,52	752,91	622,87	555,77	499,83	481,45

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 2005 r., 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 8,3%, a w 2021 o 13,5%, a zatem Polska nie spełniła w latach 2020-2021 celu dotyczącego redukcji emisji NMLZO. W latach prognozy redukcja emisji NMLZO w scenariuszu WEM osiąga wartości od 26,0% w 2025 r. do 36,6% w 2030 r. i 47,7% w 2040 r. (Tabela 1.18), 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 (kat. 2D) – 35%, spalanie paliw w małych źródłach (kat. 1A4) – 23%, zużycie nawozów w rolnictwie (kat. 3B) – 15% i emisja lotna z paliw (kat. 1B) – 11%. Udział całej kategorii 1A (Spalanie paliw) w emisji NMLZO wyniósł w 2020 r. – 35%, zaś całego sektora 1 (Energia) – 46% i to właśnie zmiany w kategorii 1 (Energia) mają największy wpływ na spadek emisji w latach prognozy. Dotyczy to przede wszystkim spadku zużycia paliw we wszystkich podkategoriach sektora 1. Energia oraz spadku emisji lotnej z paliw (a więc emisji związanej z wydobyciem, składowaniem i transportem paliw).

Również emisje NMLZO ze zużycia rozpuszczalników systematycznie zmniejszają się w stosunku do 2020 r. Jest to związane głównie z prognozowanym 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 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja amoniaku [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	6,62	6,85	5,20	4,52	3,50	2,99	2,75	2,51
A. Spalanie paliw	6,57	6,79	5,13	4,46	3,44	2,93	2,70	2,46
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	0,04	0,05	0,07	0,10	0,12	0,12	0,12	0,12
3. Transport	6,17	6,34	4,71	3,89	3,05	2,67	2,55	2,32
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	0,36	0,41	0,36	0,47	0,27	0,14	0,03	0,02
B. Emisja lotna z paliw	0,05	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,05	0,05
1. Paliwa stałe	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02	0,02
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	3,03	3,11	4,29	4,37	4,49	4,69	4,88	5,08
B. Przemysł chemiczny	2,71	2,82	4,05	4,22	4,35	4,57	4,78	4,99
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	0,12	0,11	0,09	0,08
3. Rolnictwo	307,83	286,47	277,61	299,99	269,60	276,83	273,58	278,51
B. Nawozy naturalne	151,15	126,61	122,55	138,31	132,70	136,50	134,67	139,71
D. Gleby rolne	156,61	159,84	155,00	161,64	136,90	140,33	138,90	138,80
F. Spalanie resztek roślinnych	0,07	0,02	0,06	0,04	0,01	0,01	0,01	0,01
5. Odpady	5,39	3,19	2,29	1,41	1,99	2,08	2,19	2,18
B. Kompostowanie	0,21	0,20	0,69	0,73	1,50	1,59	1,70	1,69
D. Gospodarka ściekami	5,18	2,98	1,60	0,68	0,49	0,49	0,49	0,49
OGÓŁEM	322,88	299,62	289,39	310,29	279,58	286,59	283,40	288,29

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 2005 r. Redukcja tego zanieczyszczenia w latach 2020 i 2021 odniesieniu do 2005 r. przekroczyła wymagany poziom i wyniosła w 2020 r. 3,9%, a w 2021 r. 10,4%. W latach prognozy redukcja emisji amoniaku w scenariuszu WEM osiąga wartości od 13,4% w 2025 r. do 11,2% w 2030 r. i 10,7% w 2040 r., zatem cele redukcyjne dla NH₃ są spełnione we latach 2020-2029, ale nie są spełnione po 2030 r., ponieważ prognozowana emisja tego zanieczyszczenia rośnie po 2025 r.

Rolnictwo jest głównym źródłem emisji amoniaku w Polsce, odpowiedzialnym za około 97% emisji krajowej w 2020 r. i prognozuje się utrzymanie tego udziału do 2040 r. W 2020 r. dominowały tu dwa źródła: odchody zwierząt gospodarskich (kat. 3B nawozy naturalne), odpowiadające za 45% emisji NH₃ oraz stosowanie nawozów naturalnych i mineralnych na gleby rolne (kat. 3D gleby rolne), z czego pochodziło 52% emisji NH₃. Prognozuje się, że udziały te nieznacznie będą się zmieniać do 2040 r., przy czym udział emisji NH₃ z gleb rolnych będzie spadać. Bez podjęcia dodatkowych działań w rolnictwie, wymagana redukcja emisji po 2030 r. nie zostanie osiągnięta.

Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM_{2,5}, według sektorów (kategorii NFR)

Sektor (kategoria NFR)	Emisja pyłu PM _{2,5} [Gg]							
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
1. Energia	306,65	344,65	281,04	290,24	165,20	83,84	22,60	19,64
A. Spalanie paliw	304,58	342,73	279,11	288,74	163,76	82,66	21,64	18,78
1. Przemysły energetyczne	10,29	9,14	6,56	3,72	2,68	2,03	1,46	1,10
2. Przemysł wytwórczy i budownictwo	19,85	12,71	11,02	8,20	6,93	5,28	4,36	3,88
3. Transport	10,49	13,20	11,57	11,71	10,39	8,66	7,43	6,73
4. Inne sektory (małe źródła spalania paliw, w tym gospodarstwa domowe)	263,94	307,68	249,96	265,11	143,76	66,69	8,40	7,07
B. Emisja lotna z paliw	2,07	1,92	1,93	1,49	1,44	1,18	0,96	0,86
1. Paliwa stałe	1,99	1,82	1,81	1,38	1,33	1,08	0,87	0,77
2. Ropa naftowa i gaz ziemny	0,08	0,10	0,11	0,11	0,11	0,10	0,09	0,09
2. Procesy przemysłowe i użytkowanie produktów	8,58	8,70	9,04	8,54	9,43	9,54	9,66	9,78
A. Produkty mineralne	2,79	3,01	2,74	2,99	3,74	3,79	3,83	3,87
B. Przemysł chemiczny	1,62	1,58	2,20	2,32	2,41	2,57	2,73	2,88
C. Produkcja metali	1,17	1,04	1,44	1,09	1,28	1,27	1,26	1,25
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	1,36	1,27	1,20	1,13
3. Rolnictwo	3,10	2,77	2,95	3,30	3,19	3,29	3,29	3,33
B. Nawozy naturalne	2,22	2,07	2,16	2,56	2,51	2,61	2,61	2,65
D. Gleby rolne	0,73	0,65	0,65	0,66	0,66	0,66	0,66	0,66
F. Spalanie resztek roślinnych	0,16	0,04	0,14	0,08	0,02	0,02	0,02	0,02
5. Odpady	3,75	3,97	4,21	4,52	4,64	4,68	4,70	4,70
A. Składowanie odpadów stałych	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001
C. Spopielenie i otwarte spalanie odpadów	1,06	1,17	1,31	1,51	1,42	1,47	1,48	1,49
E. Inne	2,69	2,80	2,90	3,01	3,21	3,21	3,21	3,21
OGÓŁEM	322,08	360,09	297,24	306,59	182,46	101,35	40,24	37,45

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE, IOŚ-PIB

Zgodnie z dyrektywą NEC w latach 2020-2029 Polska powinna zredukować emisję pyłu PM_{2,5} o minimum 16%, zaś od 2030 r. – o minimum 58% w stosunku do 2005 r. 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%. W latach prognozy redukcja emisji PM_{2,5} w scenariuszu WEM znacznie rośnie i osiąga wartości 43,3% w 2025 r., 68,5% w 2030 r. i 88,4% w 2040 r. (Tabela 1.18), zatem cele redukcyjne dla tego zanieczyszczenia NEC są spełnione we wszystkich latach prognozy.

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

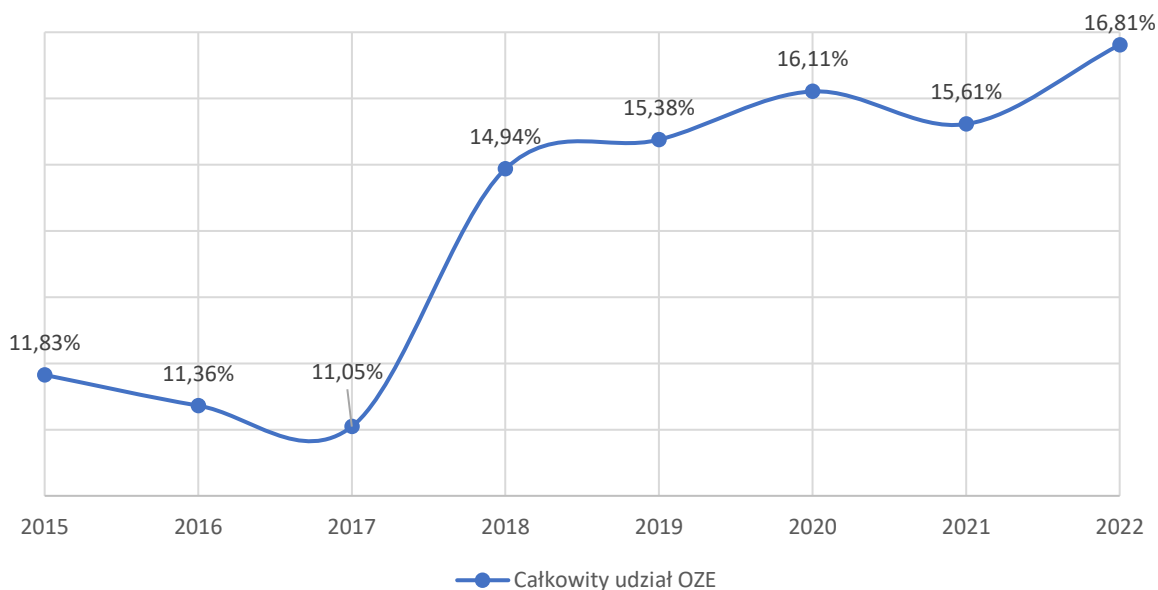
Wpływ na ograniczenie emisji do powietrza SO₂, NO_x, NMLZO, NH₃ i PM_{2,5} z instalacji przemysłowych, w tym z energetyki, będzie miało także wdrażanie mechanizmów i wymagań wynikających z dyrektywy 2010/75/UE ws emisji przemysłowych (IED). Oczekiwane jest dalsze ograniczanie oddziaływań w związku z dostosowaniem instalacji przemysłowych do znowelizowanej dyrektywy IED (dyrektywa 2024/1785).

Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC

Zanieczyszczenie	Cele NECD min. wymagana redukcja w stosunku do emisji z 2005		Emisje WEM				
	2020-2029	od 2030	2020	2025	2030	2035	2040
NO _x	30%	39%	-32,7%	-40,9%	-52,7%	-62,1%	-69,7%
SO ₂	59%	70%	-65,9%	-77,3%	-85,9%	-91,3%	-93,9%
NMLZO	25%	26%	-8,3%	-26,0%	-36,6%	-45,4%	-47,7%
NH ₃	1%	17%	-3,9%	-13,4%	-11,2%	-12,2%	-10,7%
PM _{2,5}	16%	58%	-4,8%	-43,3%	-68,5%	-87,5%	-88,4%

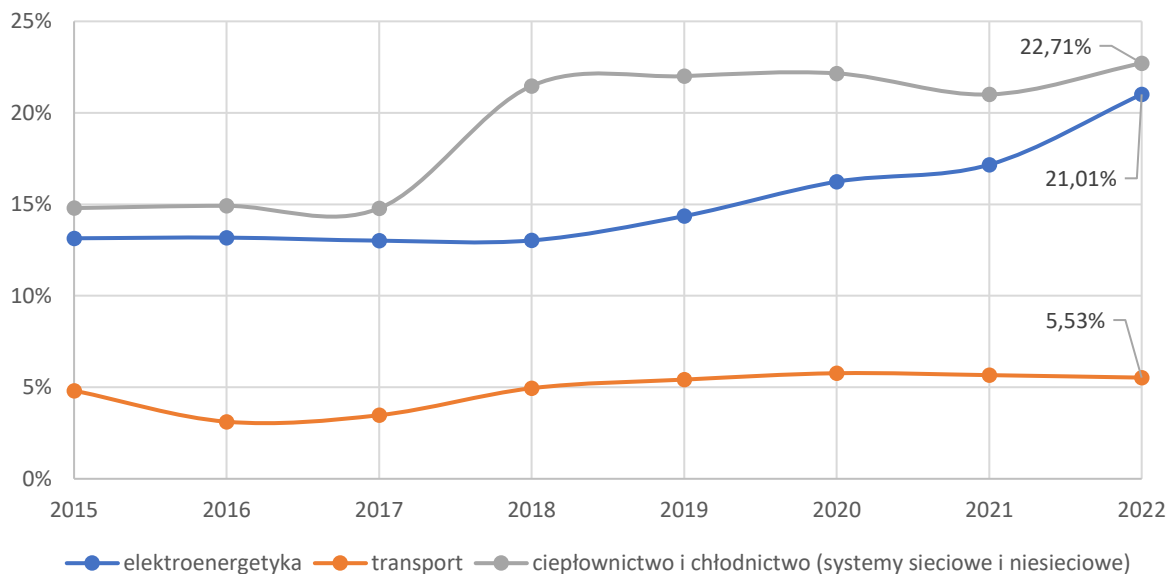
1.2. Energia ze źródeł odnawialnych

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 4.8). Całkowity wolumen energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii w 2022 r. wyniósł 878 051,8 GWh. Główną składową tego wolumenu była energia wykorzystywana w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa - stanowiła ponad 49% sumy (Rysunek 4.9). W 2020 r. udział OZE wyniósł 16,11%.



Rysunek 1.4. Udział OZE w ujęciu krajowym

Źródło: Eurostat Shares



Rysunek 1.5. 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. Prognozy rozwoju OZE przy istniejących politykach i środkach

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 ustawie⁸, 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 obniżyć cenę energii, co jest istotne z punktu widzenia konkurencyjności gospodarki i dalszego wzrostu PKB. W zakresie rozwoju energetyki prosumenckiej założono kontynuację systemów wsparcia takich jak: Mój Prąd, Czyste Powietrze, Ciepłe Mieszkanie, ulga termomodernizacyjna czy ulga inwestycyjna dla gospodarstw rolnych.

Obliczenia oparto na danych prezentowanych w formularzach Eurostat SHARES⁹, 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 REDIII¹⁰.

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 dalszych rozdziałach. W przypadku elektrowni wodnych oraz wiatrowych, zaprezentowane w tabeli (Tabela 4.41) wartości dotyczące produkcji są wielkościami znormalizowanymi zgodnie z metodyką rekomendowaną przez Eurostat. W przypadku elektrowni wodnych normalizacja polega na korekcy 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.

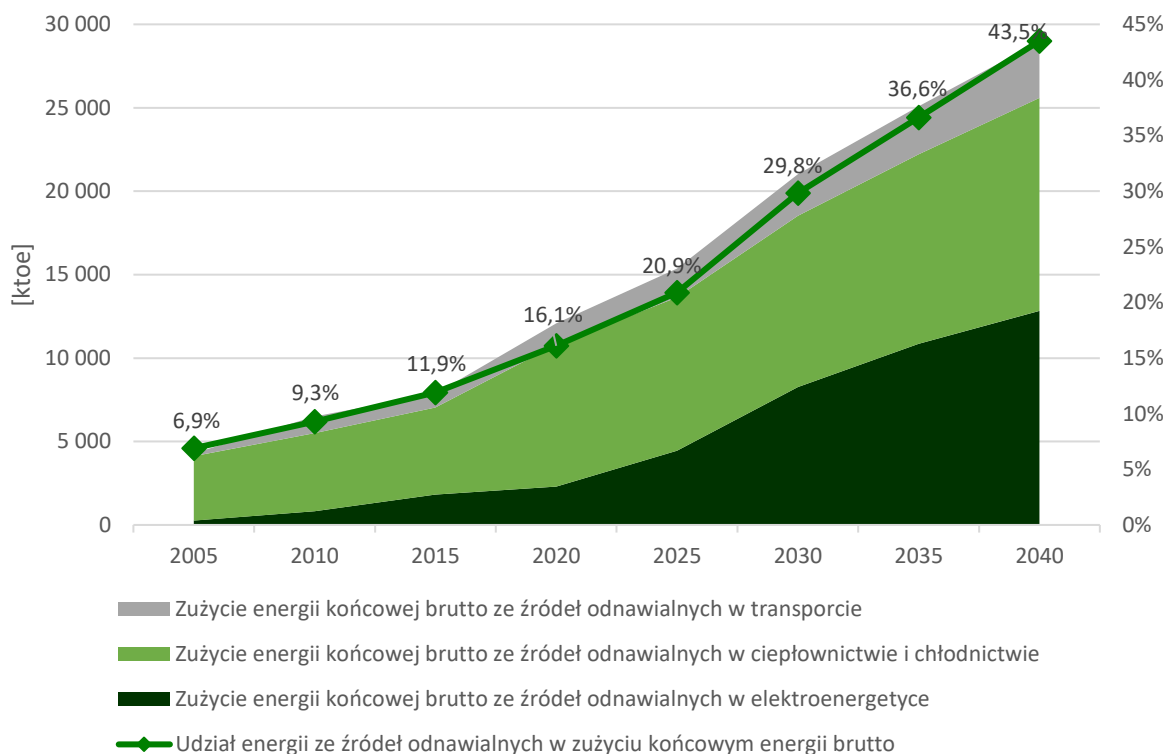
W tabelach (Tabela 1.19, Tabela 1.20, Tabela 1.21, Tabela 1.22) zaprezentowano krajowe i sektorowe prognozy udziału OZE, wynikające z opisanych powyżej założeń.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz **przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne i regulacyjne**, wskazuje na możliwy do osiągnięcia **poziom udział OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r. do ok. 30% oraz w 2040 r. – ok. 44%**. Udział OZE wzrasta dynamicznie we wszystkich sektorach - elektroenergetycznym, ciepłowniczym i transportowym.

⁸ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2013 r. poz. 1436, z późn. zm.)

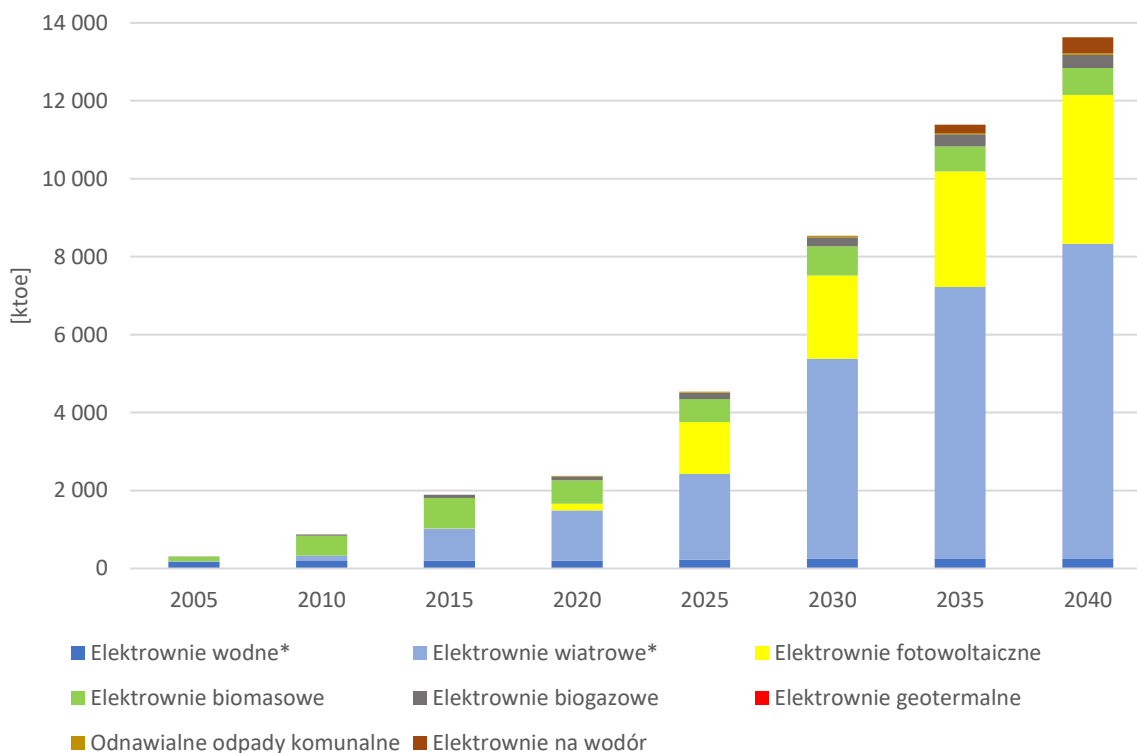
⁹ European Commission. SHARES Tool Manual. Version 2022.181023

¹⁰ 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



Rysunek 1.6. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki

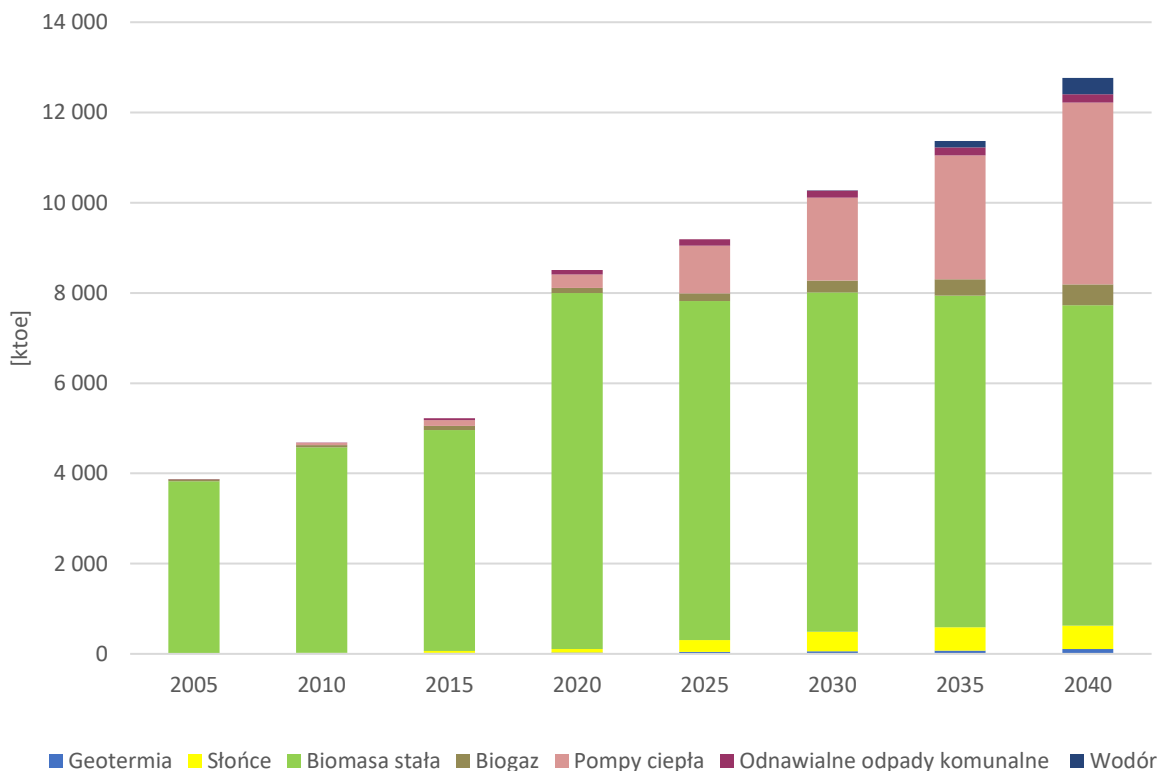
W sektorze elektroenergetycznym, w okresie 2020-2030, udział OZE rośnie z poziomu 16,2% do 50% w 2030 r. Głównym motorem tego wzrostu są technologie wiatrowe i słoneczne. Po 2040 coraz większą rolę w produkcji energii elektrycznej zaczyna odgrywać również „zielony wodór” (Tabela 1.19, Rysunek 1.7).



Rysunek 1.7. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe]

* wartości znormalizowane

W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie występuje stosunkowo duży potencjał, udział OZE rośnie z **22,1% w 2020 r. do 32,1% w 2030 r.** (Tabela 4.40, Rysunek 1.8), ale osiągnięcie wskazanych w analizie wartości będzie wymagało skierowania znacznie większego niż do tej pory strumienia środków na transformację. Ciepłownictwo jest jednym z najistotniejszych sektorów przemysłowych gospodarki, o podstawowym znaczeniu dla społeczeństwa w polskich warunkach klimatycznych (zaspokaja ok. 1/4 zapotrzebowania na ciepło w Polsce). Tymczasem sytuacja finansowa większości spółek ciepłowniczych nie pozwala na prowadzenie inwestycji w wymaganym zakresie. Zgodnie z zaprezentowaną ścieżką, udział OZE rośnie w tempie wynikającym z zapisów Dyrektywy REDIII¹¹ tzn. 0,8 pkt. proc. w latach 2021-2025 i 1,1, pkt. proc. w latach 2026-2030.

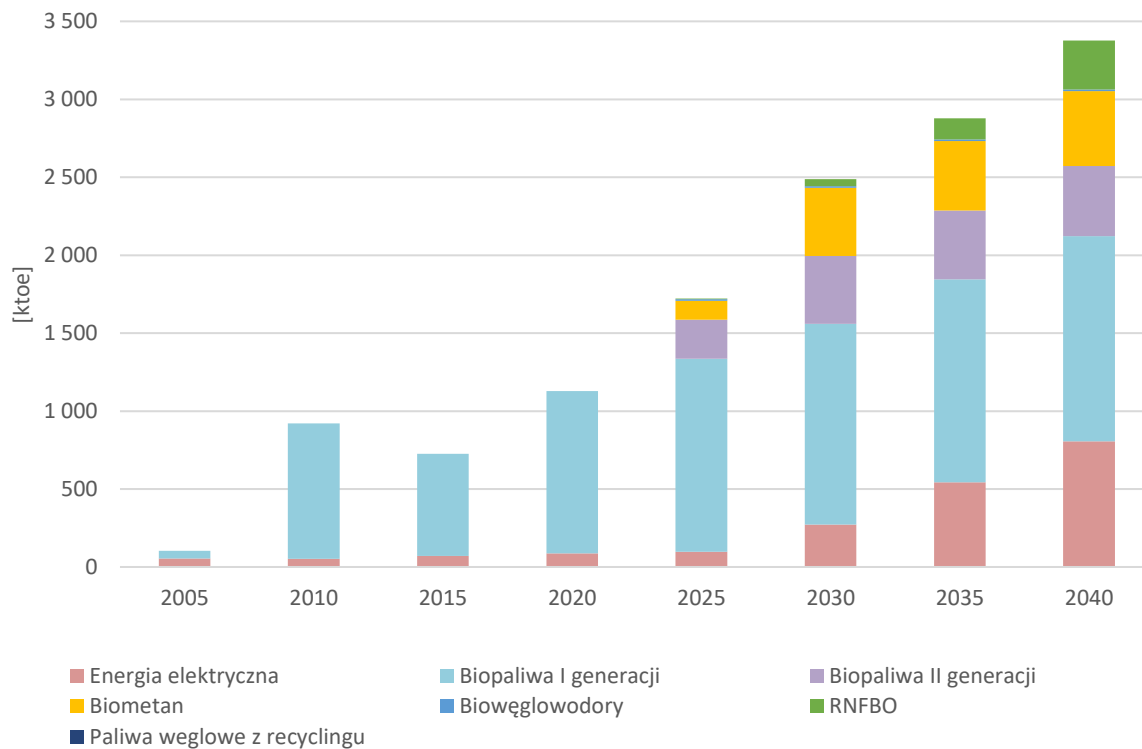


Rysunek 1.8. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe]

Sektor transportu jest tym obszarem, w którym zwiększanie udziału OZE w ogólnym zużyciu energii będzie dużym wyzwaniem. Jak powszechnie wiadomo, możliwości wdrażania biopaliw i biokomponentów są ograniczone względami technicznymi i ekonomicznymi. Największe nadzieje pokłada się więc w elektryfikacji transportu drogowego, która biorąc pod uwagę stopień zamożności społeczeństwa, niekoniecznie będzie przebiegać według założonego w analizie scenariusza. Jak do tej pory rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz infrastruktury towarzyszącej odbiega od oczekiwań i założeń poprzedniego KPEiK na lata 2021-2030. Realizacja przedstawionego w analizie planu, wymagać będzie więc wdrożenia dodatkowych polityk i środków.

Wyniki analiz w zakresie **trajektorii wzrostu udziału OZE w transporcie wskazują na jego wzrost z poziomu 6,6% w 2020 r. do 17,7% w 2030 r.** (Tabela 1.19, Rysunek 1.9), W kolejnych podokresach prognozy wzrasta on w tempie geometrycznym w miarę postępu w elektryfikacji transportu, napędzanej głównie spadkiem kosztów pojazdów elektrycznych (w tym napędzanych wodorem).

¹¹ dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. 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 (Dz. Urz. UE L z 31.10.2023, str. 2413)



Rysunek 1.9. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]

Tabela 1.19. 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)	61577	69192	65374	74069	73076	69573	67039	64741
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych (numerator RES-OS)	4229	6421	7767	11926	15257	20754	24552	28164
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce	257	824	1818	2292	4441	8264	10849	12827
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie	3868	4677	5224	8507	9191	10274	11368	12766
	Zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w transporcie	178	993	824	1291	1723	2489	2877	3377
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%	20,9%	29,8%	36,6%	43,5%
	Udział energii z OZE w elektroenergetyce	2,5%	6,5%	13,4%	16,2%	28,6%	50,1%	59,7%	59,1%
	Udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,8%	14,8%	22,1%	27,0%	32,1%	37,4%	44,4%
	Udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,7%	6,6%	5,7%	6,6%	9,5%	17,7%	24,5%	34,1%

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

Tabela 1.20. 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)	12397	13391	14102	14660	15892	17025	19092	23049
	Elektrownie wodne*	164	189	198	200	223	248	254	260
	Elektrownie wiatrowe*	17	146	833	1294	2201	5135	6966	8071
	Elektrownie fotowoltaiczne	0	0	5	168	1335	2134	2965	3820
	Elektrownie biomasowe	120	508	776	596	586	746	646	693
	Elektrownie biogazowe	10	34	78	106	163	237	307	338
	Elektrownie geotermalne	0	0	0	0	0	0	0	0
	Elektrownie na wodór	0	0	0	0	0	0	214	410
	Odnawialne odpady komunalne	0	0	0	16	30	36	38	39
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce	Elektrownie wodne	52,7%	21,6%	10,5%	8,4%	4,9%	2,9%	2,2%	1,9%
	Elektrownie wiatrowe	5,5%	16,6%	44,1%	54,4%	48,5%	60,2%	61,2%	59,2%
	Elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	7,1%	29,4%	25,0%	26,0%	28,0%

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
	Elektrownie biomasowe	38,6%	57,9%	41,1%	25,0%	12,9%	8,7%	5,7%	5,1%
	Elektrownie biogazowe	3,2%	3,9%	4,1%	4,5%	3,6%	2,8%	2,7%	2,5%
	Elektrownie geotermalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	Elektrownie na wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,9%	3,0%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,7%	0,4%	0,3%	0,3%

*wartości znormalizowane

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

Tabela 1.21. 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)	38064	39594	35310	38417	34072	32010	30358	28733
	Geotermia	11	13	22	26	45	59	75	109
	Stońce	0	10	45	80	259	430	516	515
	Biomasa stała	3814	4555	4896	7892	7513	7526	7352	7106
	Biogaz	41	51	88	114	177	258	357	460
	Pompy ciepła	0	45	133	298	1056	1840	2751	4026
	Wodór	0	0	0	0	0	4	144	360
	Odnawialne odpady komunalne	1	3	40	97	141	158	173	189
Udział poszczególnych rodzajów technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	Geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,3%	0,5%	0,6%	0,7%	0,9%
	Stońce	0,0%	0,2%	0,9%	0,9%	2,8%	4,2%	4,5%	4,0%
	Biomasa stała	98,6%	97,4%	93,7%	92,8%	81,7%	73,3%	64,7%	55,7%
	Biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	1,3%	1,9%	2,5%	3,1%	3,6%
	Pompy ciepła	0,0%	1,0%	2,5%	3,5%	11,5%	17,9%	24,2%	31,5%
	Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	1,3%	2,8%
	Odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,1%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%

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

Tabela 1.22. Sektor transportu

		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	23 123	21 421	19 904	18 513
	Energia elektryczna	54	53	72	88	98	272	543	806
	Biopaliwa I generacji	50	867	653	1040	1238	1287	1302	1317
	Biopaliwa II generacji	0	0	0	0	250	435	442	449
	Biometan	0	0	0	0	121	438	444	480
	Biowęglowodory	0	0	0	0	10	10	10	11
	RNFBO	0	0	0	0	6	45	137	315
	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	16	95	283	512
	Zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	48	47	65	80	78	170	251	284
Zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	6	6	7	6	4	8	10	9	
Udział energii elektrycznej w zużyciu energii z OZE w transporcie	Udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	2,3%	15,9%	34,9%	52,1%	63,6%
	Udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	91,1%	79,6%	62,3%	46,2%	35,2%
	Udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	6,5%	4,5%	2,8%	1,8%	1,2%
	Całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie [ktoe]	343,0	287,0	267,2	273	404	655	970	1357
	Rzeczywiste zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego [ktoe]	1,8	2,0	1,9	6	64	228	505	863
	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	18	18	17	16

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

1.2.2. Prognozy rozwoju OZE w budynkach i w przemyśle przy istniejących politykach i środkach

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

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 CO₂ 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.).

Z uzyskanych rezultatów wynika, że 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 1.23; Tabela 1.24) 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 URE¹². 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 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh]

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	MEW
Produkcja brutto [GWh]	2015	0	9	0	0
	2020	1	1527	0	0
	2025	8	9897	0	0
	2030	13	14036	1	0
	2035	17	18780	1	0
	2040	21	23964	2	0
Zużycie na własne potrzeby [GWh]	2015	0	5	0	0
	2020	0	458	0	0
	2025	6	2969	0	0
	2030	10	4912	0	0
	2035	13	7512	0	0

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

¹² „Zbiorcze informacje dotyczące wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w mikroinstalacji lub małej instalacji za 2020, 2021 i 2022 r. Urząd Regulacji Energetyki, Warszawa.

	rok	Biogazownie	Fotowoltaika	Elektrownie wiatrowe	MEW
	2040	17	10784	0	0
Energia wprowadzona do sieci [GWh]	2015	0	4	0	0
	2020	0	1069	0	0
	2025	2	6928	0	0
	2030	3	9123	1	0
	2035	3	11268	1	0
	2040	4	13180	1	0

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

Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe]

	rok	Biogazownie	Kolektory słoneczne	Kotły na biomasę	Pomp ciepła	Geotermalne
Produkcja brutto [ktoe]	2015	0	45	2281	133	0
	2020	0	80	2098	298	0
	2025	4	259	2088	1056	0
	2030	6	430	2048	1840	0
	2035	8	516	1818	2751	0
	2040	11	515	1576	4026	0
Zużycie na własne potrzeby [ktoe]	2015	0	45	2281	133	0
	2020	0	80	2098	298	0
	2025	4	259	2088	1056	0
	2030	6	430	2048	1840	0
	2035	8	516	1818	2751	0
	2040	11	515	1576	4026	0
Energia wprowadzona do sieci [ktoe]	2015	0	0	0	0	0
	2020	0	0	0	0	0
	2025	0	0	0	0	0
	2030	0	0	0	0	0
	2035	0	0	0	0	0
	2040	0	0	0	0	0

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

W tabeli (Tabela 1.25) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w budynkach 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. 41% w 2030 r. i ponad 63% w 2040 r.

Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna	131	852	1208	1616	2063
Energia elektryczna z sieci (OZE)	418	723	1332	1921	2213
Ciepłota z sieci (OZE)	287	466	749	1122	1558
Energia geotermalna	26	45	59	75	109
Słońce	104	251	414	496	486
Biomasa	4648	3795	3258	2937	2564
Pomp ciepła	223	1047	1763	2476	3369
Wodór	0	0	0	0	0
Produkcja z OZE ogółem	5837	7179	8783	10643	12361
Zużycie energii ogółem	23702	23660	21317	20112	19482
Udział OZE [%]	24,6%	30,3%	41,2%	52,9%	63,4%

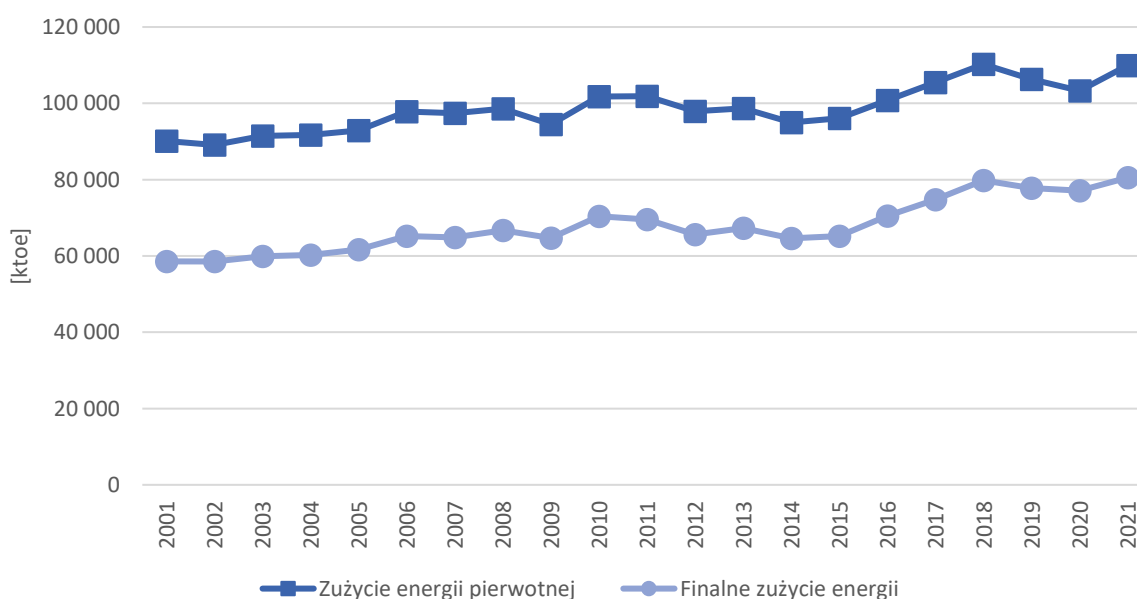
W tabeli (Tabela 1.26) zaprezentowano projekcje wykorzystanie OZE w przemyśle w podziale na źródła oraz projekcje udziału w zużyciu energii ogółem. Z danych tych wynika wzrost udziału OZE w przemyśle z ok. 12% w 2020 r. do ok. 18% w 2030 r. i następnie ok. 22% w 2040 r. Poniższe zestawienie nie uwzględnia wykorzystania energii elektrycznej z farm wiatrowych i fotowoltaicznych. Ta część OZE została zakwalifikowana do elektroenergetyki.

Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe]

	2020	2025	2030	2035	2040
Odpady odnawialne	90	102	112	123	137
Biogaz	23	34	46	58	70
Słońce	8	67	160	296	478
Biomasa	1807	2361	2411	2369	2374
Biometan	0	0	0	0	0
Wodór	0	0	4	27	149
Produkcja z OZE ogółem	1928	2563	2732	2873	3208
Zużycie energii ogółem	15 921	16 002	15 391	14 870	14 405
Udział OZE [%]	12,1%	16,0%	17,8%	19,3%	22,3%

2. Wymiar „efektywność energetyczna”

W latach 2011–2021 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 1,5%. Najszybsze tempo poprawy efektywności energetycznej odnotowano w transporcie (o 2,2%). Całkowite zużycie energii pierwotnej wzrosło w latach 2011–2021 z 96,6 Mtoe do 104,0 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 0,7%). Natomiast finalne zużycie energii wzrosło w analizowanym okresie z 64,7 do 75,2 Mtoe (tj. skumulowany roczny wskaźnik wzrostu – 1,5%). 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 2011-2021¹³

W 2021 r., w odniesieniu do 2011 r., energochłonność pierwotna PKB obniżyła się o 20,3%, a energochłonność finalna o 13,8%. Po uwzględnieniu korekty klimatycznej tempo poprawy było nieznacznie wyższe (odpowiednio o 21,0% i 15,0%).

Największy wpływ na zmianę zużycia miała aktywność gospodarcza, której zwiększenie przyczyniło się do wzrostu zapotrzebowania na energię o 11,7 Mtoe w 2021 r. w stosunku do 2011 r. W przypadku gospodarstw domowych czynnikami wpływającymi na zwiększenie zapotrzebowania na energię był wzrost liczby mieszkań i zmiana stylu życia (większe mieszkania) oraz warunki pogodowe. Zmiany strukturalne w przemyśle przyczyniły się do zmniejszenia zużycia energii o 0,4 Mtoe, natomiast w transporcie zwiększyły o 1,6 Mtoe. Oszczędności energii wyniosły łącznie 5,8 Mtoe, przy czym największe redukcje zostały osiągnięte w gospodarstwach domowych (2,4 Mtoe). Warunki pogodowe wpłynęły na zwiększenie zużycia energii o 1,0 Mtoe, a pozostałe czynniki na zmniejszenie o 0,1 Mtoe³².

2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej

Na rysunku (Rysunek 2.2) przedstawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Z uzyskanych danych wynika umiarkowany spadek zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju w latach 2020-2030 z poziomu 103,3 Mtoe do 95,4 Mtoe i następnie przyspieszenie tempa tego spadku w dalszych okresach. W konsekwencji, zapotrzebowanie na energię pierwotną spada do 90 Mtoe w 2040 r. Finalne zużycie energii spada w rozpatrywanym okresie z poziomu 77,1 Mtoe do 72,2 Mtoe w 2030 r. i następnie do 67,1 Mtoe w 2040 r. Wg analiz w scenariuszu WEM głębsza redukcja zużycia energii w kraju w perspektywie najbliższych 6 lat jest niemożliwa do realizacji. Polska jest krajem rozwijającym się, którego ambicją od momentu przystąpienia do UE jest osiągnięcie przynajmniej średniego unijnego poziomu zamożności (mierzonego wskaźnikiem PKB/Ma w PPP). Tymczasem rozwój gospodarczy jest nierozzerwalnie związany ze wzrostem potrzeb energetycznych, tym bardziej że średnie zużycie energii w Polsce jest znacznie niższe od większości rozwiniętych krajów Europy Zachodniej. Planowane do wdrożenia środki z zakresu poprawy efektywności energetycznej tylko do pewnego stopnia są w stanie zredukować zużycie energii.

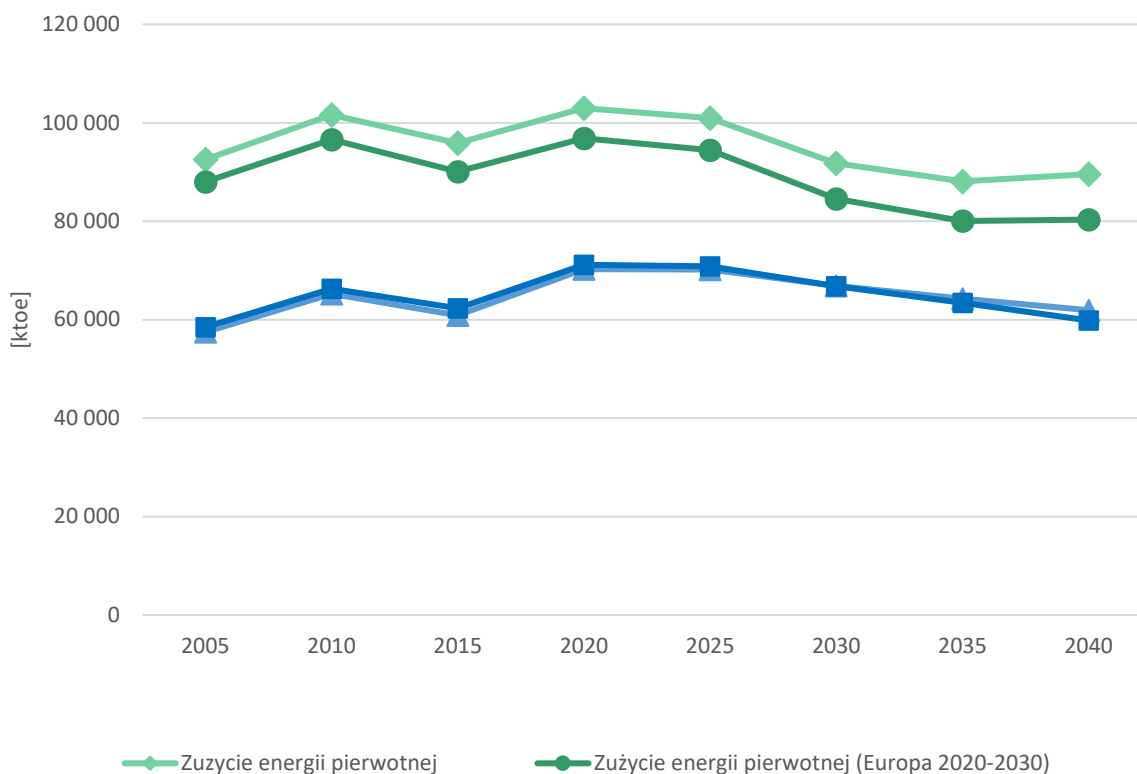
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Zużycie energii pierwotnej*	92 905	101 819	96 061	103 280	101 355	92 215	88 561	90 029
Zużycie energii pierwotnej	92 582	101 604	95 868	102 979	100 967	91 775	88 096	89 536
Zużycie energii pierwotnej (Europa 2020-2030)	87 974	96 590	90 075	96 859	94 440	84 547	80 041	80 342
Finalne zużycie energii*	61 700	70 380	65 169	77 134	75 642	72 234	69 573	67 104
Finalne zużycie energii	57 473	65 250	60 863	70 257	70 171	66 845	64 269	61 936
Finalne zużycie energii (Europa 2020-2021)	58 487	66 283	62 299	71 145	70 820	66 831	63 429	59 830

*ze zużyciem nieenergetycznym

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

¹³ „Efektywność wykorzystania energii w latach 2011-2021”. Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 15.06.2023 r.



Rysunek 2.2. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem

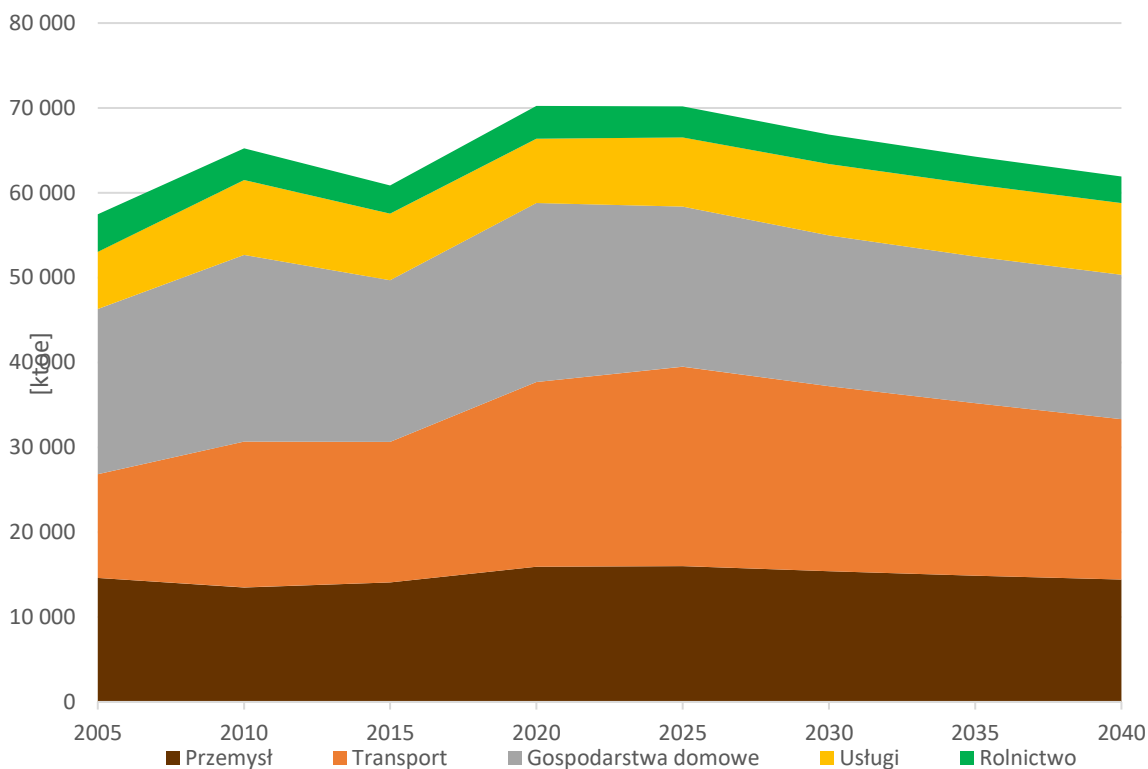
2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory

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 wynikami prognoz, zużycie finalne energii (bez zużycia nieenergetycznego) spada w latach 2020-2030 z poziomu 70,2 Mtoe do 66,8 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 od tempa wzrostu zamożności społeczeństwa.

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	16 002	15 391	14 870	14 405
Transport	12 223	17 187	16 561	21 779	23 494	21 831	20 346	18 900
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	11 002	12 242	10 879	10 403	9 945
towarowy	b.d.	b.d.	7 496	10 695	11 168	10 865	9 857	8 869
pojazdyspec.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
Gospodarstwa domowe	19 467	22 002	19 032	21 101	18 864	17 750	17 263	17 025
Usługi	6 730	8 833	7 842	7 565	8 170	8 401	8 485	8 473
Rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 869	3 640	3 473	3 305	3 133
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 171	66 845	64 269	61 936

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

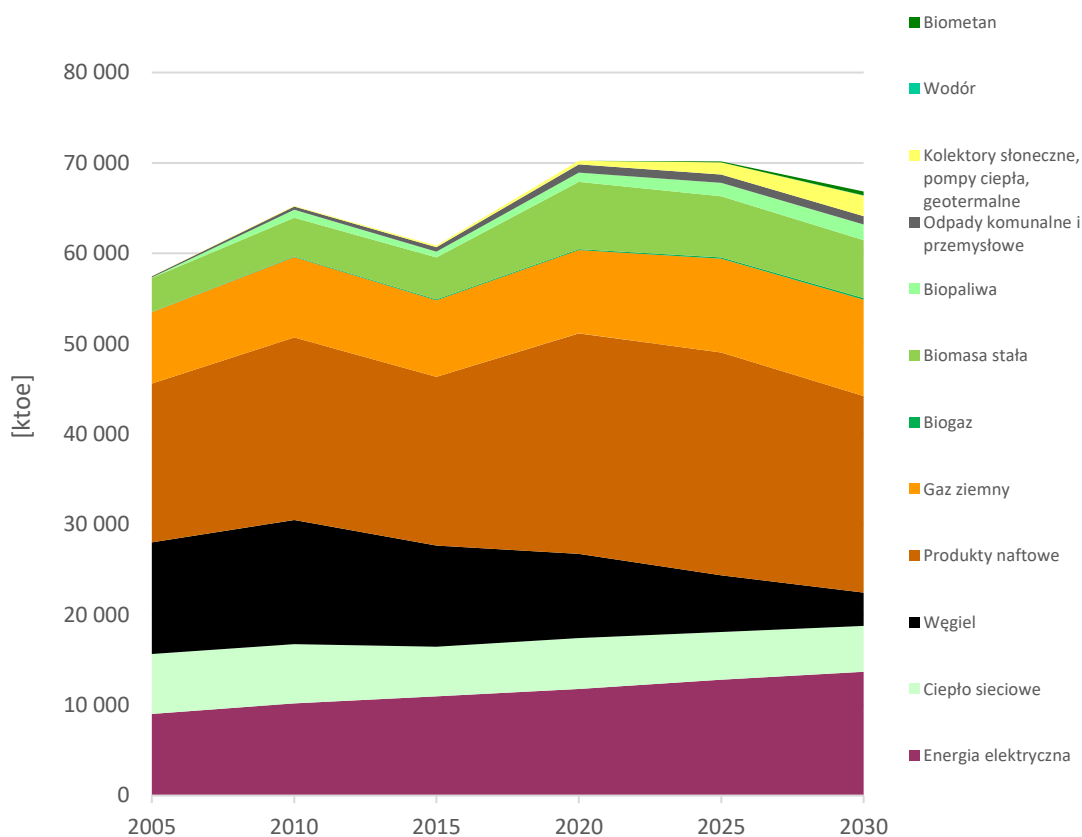
W finalnym zużyciu energii następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej (Tabela 2.3; Rysunek 2.4). Znacząco spada zużycie węgla (jego udział spada z 14% w 2020 r. do 6% w 2030 r.), natomiast rośnie stopniowo zużycie energii elektrycznej oraz energii z odnawialnych źródeł energii. Gaz ziemny rośnie tylko do 2030 r. W oparciu o przyjęte założenia przewidywany jest stopniowy, aczkolwiek nieznaczny spadek zapotrzebowania na ciepło sieciowe. Jest on wynikiem założeń w odniesieniu do zakrojonej na szeroką skalę działań termomodernizacyjnych oraz wzrostu wykorzystania pomp ciepła w indywidualnych systemach ogrzewania. Spadek zużycia węgla kamiennego związany jest głównie z postępującym powolą, ale stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), częściowo na skutek funkcjonowania w systemie 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 dopłatami (np. z programu Czyste Powietrze). Procesy te są wymuszane, m.in. poprzez wprowadzane na szczeblu regionalnym uchwały antysmogowe, które zabraniają stosowania kotłów na paliwa stałe niespełniających określonych norm środowiskowych, a w niektórych wprowadzane są całkowite zakazy stosowania paliw stałych.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	11 806	12 821	13 687
Ciepłociągowe	6 634	6 547	5 462	5 603	5 272	5 085
Węgiel	12 340	13 733	11 218	9 335	6 275	3 684
Produktynaftowe	17 563	20 213	18 647	24 384	24 653	21 743
Gaz ziemny	7 917	8 884	8 490	9 236	10 373	10 679
Biogaz	40	48	78	92	131	165

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Biomasa stała	3 755	4 306	4 639	7 447	6 786	6 422
Biopaliwa	47	867	653	1 040	1 498	1 733
Odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	889	894	915
Kolektory słoneczne, pompy ciepła, energia geotermalna	12	69	200	404	1 341	2 246
Wodór	0	0	0	0	6	49
Biometan	0	0	0	0	121	438
RAZEM	57 473	65 250	60 863	70 235	70 171	66 845

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 użyta na potrzeby technologiczne produkcji niektórych wyrobów (np. zużycie gazu ziemnego do produkcji nawozów sztucznych, albo węgiel kamienny do produkcji elektrod). W prognozie zakłada się umiarkowany spadek zużycia wszystkich stosowanych do tej pory nośników energii na cele nieenergetyczne.

Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktOE]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel	52	54	133	64	54	55
Koks	39	1	0	33	30	27

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Torf	90	30	0	11	0	0
Nafta	672	986	1048	1197	1114	1068
LPG	73	81	138	89	90	90
Pozostałe produkty naft.	1664	2156	2222	2350	2007	1995
Gaz ziemny	2017	1661	2120	2052	2176	2087
Wodór	0	0	0	0	0	66
RAZEM	4608	4969	5660	5795	5471	5389

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

2.5. Intensywność zużycia energii pierwotnej

W tabeli (Tabela 2.5) przedstawiono wskaźnik intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB. Wskaźnik ten ulega stopniowemu obniżaniu w całym rozpatrywanym okresie, co odzwierciedla zachodzące procesy poprawy efektywności wykorzystania energii. Z dokonanych porównań wynika, że energochłonność liczona na jednostkę PKB zmniejszała się w Polsce w ciągu ostatnich kilkunastu lat ponad dwa razy szybciej niż w średnio w krajach UE (w stosunku do 2005 r. obniżyła się o ok. 33%). Obliczona dla 2020 r. energochłonność pierwotna PKB wynosząca 217 [toe/mlnEUR'2020] nadal jest prawie dwukrotnie wyższa od średniej unijnej. Stąd wniosek, że nadal występuje pewien dość znaczący potencjał do dalszej poprawy efektywności, ale na pewno nie jest on możliwy do uzyskania w prosty sposób. Osobną kwestią jest, że zdecydowanie lepszym wskaźnikiem do tego rodzaju porównań jest wskaźnik energochłonności liczony wg parytetu siły nabywczej (PPP), który w 2020 r. wyniósł 117 [toe/mlnEUR] i był wyższy o 15% od średniej unijnej.

Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
toe/mlnEUR'2020	324	281	229	217	181	151	128	122
toe/mln PLN'2020	81	70	55	49	41	34	29	27

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W tabeli 4.51 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 2,52 do 2030 r. i 2,43 do 2040 r.

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

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem kraj	2,44	2,67	2,53	2,72	2,67	2,52	2,36	2,43

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.6. Intensywność zużycia energii finalnej

W tabeli (

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

Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2020]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółemkraj	215	195	155	162	135	114	101	91
Przemysł	260	179	157	153	127	109	97	89
Transport	749	1029	780	1066	851	684	578	494
w tym: pasażerski	b.d	b.d	420	535	441	339	293	258
towarowy	b.d	b.d	351	520	402	339	278	230
Usługi	44	46	36	30	28	26	24	22
Rolnictwo	477	402	386	432	385	349	324	303
Gospodarstwa domowe [toe/gosp.dom.]	1524	1633	1363	1405	1202	1103	1041	1003

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

2.7. Wsad paliwowy w wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej

W tabeli (Tabela 2.8) zilustrowano projekcje zużycia paliw na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Zaprezentowane wielkości zużycia dla okresu 2020-2030 są pochodną wyznaczonej w dedykowanym modelu (MESSAGE-PL) optymalnej struktury mocy i produkcji energii elektrycznej i ciepła w kraju, opisanej szczegółowo w poniższych rozdziałach. 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 CO₂, koniecznością trwałego odstawiania wyeksploatowanych i najczęściej wysokoemisyjnych jednostek, a także występowaniem innych niesprzyjających warunków w otoczeniu regulacyjnym i rynkowym dla jednostek wysokoemisyjnych. Odbywa się to kosztem zwiększania udziału paliw bezemisyjnych lub niskoemisyjnych (OZE, gaz ziemny, energia jądrowa). Funkcjonowanie rynku mocy ma wpływ na utrzymanie w KSE mocy istotnych dla bezpieczeństwa elektroenergetycznego, przy czym spadek zużycia węgla następuje zwłaszcza po 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 jednak poziom cen uprawnień do emisji CO₂.

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

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
Elektrownie	Węgiel	2265	1118	507	776	0	0
	Produkty naftowe	10	4	1	11	5	4
	Gaz	1	0	0	0	1254	2031
	OZE, wodór, odpady	6	61	441	342	577	882
Elektrociepłownie	Węgiel	34392	33935	32375	25695	23655	13072
	Produkty naftowe	555	563	407	364	763	723
	Gaz	1182	1093	1347	2959	2431	3225
	OZE, wodór, odpady	435	1547	2021	1981	2154	2629
	Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Ciepłownie	Energia elektr.	0	0	0	0	31	59
	Węgiel	3063	3360	2403	2341	1740	1092

		2005	2010	2015	2020	2025	2030
	Produkty naftowe	52	36	16	20	35	28
	Gaz	295	277	209	217	309	261
	OZE, wodór, odpady	40	47	42	129	310	622

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
Ropanaftowa	18 432	23 188	26 537	26 145	24 686	23 128
Węgiel	9 519	10 559	11 063	8 773	9 233	9 179
Produkty naftowe	1 085	1 703	1 906	2 697	1 579	1 476
Gaz	204	308	638	558	455	401
OZE, odpady	0	0	0	0	0	5

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 jednym z priorytetowych kierunków krajowej strategii energetycznej. 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 dostarczonej w paliwie dzięki zagospodarowaniu ciepła odpadowego, towarzyszącemu procesowi rozdzielonego wytwarzania ciepła użytkowego i energii elektrycznej. W 2020 r. ok. 65%¹⁴ ciepła użytkowego pochodziła z kogeneracji, natomiast pozostała część ciepła była produkowana w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Polska ma więc znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie na jednostki kogeneracyjne - kotłów wodnych, mających trudności ze spełnieniem wymagań środowiskowych. Ponadto, istnieją techniczne możliwości wykorzystania ciepła odpadowego powstającego w spalarniach odpadów, instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe. Jeszcze innym rozwiązaniem jest rozwój mikrokogeneracji oraz energetyki prosumenckiej.

¹⁴ „Gospodarka paliwowo-energetyczna” - GUS, Warszawa 2021

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 56% 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 CO₂).

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%	17,0%	17,8%	14,6%	10,7%
Wysokosprawna kogeneracja	63,9%	61,2%	65,1%	64,7%	62,5%	65,7%	58,9%	56,1%

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 niemalże 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	219883	205851	185618	186389	170405	172888	147182	134006
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	788	1261	1577	1577	1577
Ciepłownie	116508	129980	95274	99553	98939	87603	99798	101774

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

* Zgodnie z metodyką stosowaną przez Eurostat każda elektrownia to elektrociepłownia, dlatego emisje z prezentowane są w jednej pozycji „elektrociepłownie”

2.11. Produkcja energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach ciepła

W poniższych tabelach (Tabela 2.12; Tabela 2.13) przedstawiono wielkości produkcji energii cieplnej wytworzonej w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory i nośniki energii.

We wszystkich sektorach obserwowany jest spadek produkcji ciepła do roku 2040 w stosunku do roku 2020, największy w przypadku przemysłu (o ok. 25%).

W strukturze paliwowej widoczny jest spadek zużycia paliw kopalnych. Znacząca zmiana widoczna jest w odniesieniu do węgla, którego udział w produkcji ciepła ogółem w indywidualnych źródłach grzewczych spada z ok. 26% w 2020 roku do 12% w 2030; natomiast prognozowana jest stabilizacja w przypadku gazu

(do ok. 44% w roku 2030). Rośnie stopniowo zużycie energii elektrycznej oraz pomp ciepła oraz kolektorów słonecznych – z łącznego poziomu ok. 8% do ok. 22% w roku 2030.

Tabela 2.12. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]

sektor	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	510	511	486	470	464
Usługi	107	113	110	106	99
Rolnictwo	44	43	41	40	39
Przemysł	287	282	258	238	215
Suma	948	948	896	854	816

Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]

paliwa/nośniki energii	2020	2025	2030
Energia elektryczna	70	97	104
Węgiel	247	178	105
Gaz	394	401	394
LPG/OOL	49	41	33
Biomasa, odpady	175	178	171
Pompy ciepła, kolektory słoneczne	13	53	90
Suma	948	948	896

2.12. Potencjał wysokosprawnej kogeneracji

Potencjał rozwoju kogeneracji w kraju uzależniony jest od wielkości zapotrzebowania na ciepło użytkowe. W wykonywanych ocenach wyróżnia się następujące poziomy potencjału:

- potencjał całkowity, równy całkowitemu zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe;
- potencjał techniczny = część potencjału całkowitego, który może być faktycznie wykorzystany przy bieżącym poziomie techniki i technologii;
- potencjał ekonomiczny = część potencjału technicznego, którego faktyczne wykorzystanie jest uzasadnione ekonomicznie.

Według innego kryterium potencjał całkowity dzieli się na:

- potencjał już wykorzystany = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana w instalacjach kogeneracyjnych;
- potencjał dodatkowy = część ciepła użytkowego, która jest obecnie wytwarzana za pomocą innych technik¹⁵.

Obecne całkowite roczne zapotrzebowanie Polski na ciepło użytkowe (całkowity potencjał kogeneracji) jest oceniane na 940-1040 PJ (wahania pogodowe mogą powodować zmiany rocznego zapotrzebowania sięgające $\pm 10\%$), z tego:

- 500-600 PJ to potrzeby sektora gospodarstw domowych;
- 440 PJ to potrzeby sektorów gospodarczych (przemysł – ok. 270 PJ, usługi – ok. 125 PJ i rolnictwo – ok. 45 PJ);
- 250 PJ to ilość ciepła pozyskiwane przez te sektory z sieci ciepłowniczych;
- 800 PJ jest pokrywane w źródłach indywidualnych, elektrociepłowniach i ciepłowniach przemysłowych, produkujących energię cieplną na potrzeby swoich zakładów macierzystych.

¹⁵ „Analiza krajowego potencjału ciepłownictwa i chłodnictwa. Aktualizacja na rok 2017”, Politechnika Warszawska, Warszawa 2017.

Potencjał dodatkowy jest relatywnie mały, dotyczy on ok. 60 PJ ciepła w formie odzysku w przemyśle i koksowniach.

Pod względem technicznym dostępne są obecnie technologie kogeneracyjne w pełnym zakresie mocy od kilku kW (małe domy mieszkalne) do setek MW (wielkie elektrociepłownie). Stąd, jako potencjał techniczny kogeneracji przyjmuje się całkowite roczne zapotrzebowanie kraju na ciepło użytkowe, pomniejszone jedynie o odzysk ciepła w przemyśle i koksowniach, w których to przypadkach zastąpienie odzysku jakąkolwiek technologią kogeneracyjną byłoby bezcelowe. Wielkość potencjału technicznego kogeneracji w kraju jest więc oszacowana na $1040 - 60 = 980$ PJ.

Dla realnego planowania przyszłego rozwoju kogeneracji właściwą kategorią jest dodatkowy potencjał ekonomiczny, tj. ilość ciepła użytkowego, która nie jest obecnie wytwarzana w instalacjach kogeneracyjnych, a której wytwarzanie w takich instalacjach uznaje się, po przeprowadzeniu szczegółowej analizy, za uzasadnione ekonomicznie.

Obliczenie dodatkowego potencjału ekonomicznego rozwoju kogeneracji przeprowadzono na podstawie analizy ekonomicznej skutków wdrożenia kogeneracji zamiast rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Efektywność inwestycji kogeneracyjnych oceniono z wykorzystaniem metody sumy zdyskontowanych przepływów finansowych (NPV). Uwzględniono także koszty zewnętrzne wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, tj. koszty społeczne nieprzeniesione w cenach nośników energii.

Obliczenia wykonano dla następujących technologii, które uznawane są za reprezentatywne dla przyszłego rozwoju kogeneracji:

- technologie dla dużych i średnich systemów ciepłowniczych (moc ≥ 20 MW):
 - blok parowo-gazowy o mocy elektrycznej 50 MW;
 - blok parowy z kotłem fluidalnym o mocy elektrycznej 100 MW;
- technologie dla małych systemów ciepłowniczych ($1 \text{ MW} \leq \text{moc} < 20 \text{ MW}$):
 - turbina gazowa o mocy elektrycznej 5 MW,
 - blok parowy o mocy elektrycznej 5 MW;
 - silnik gazowy o moc elektrycznej 5 MW;
- technologie mikrokogeneracyjne (moc $< 1 \text{ MW}$):
 - silnik gazowy o mocy elektrycznej 0,5 MW;
 - turbina gazowa o mocy elektrycznej 0,3 MW.

Uzyskane wyniki dodatkowego potencjału ekonomicznego wskazują, że inwestycje kogeneracyjne są społecznie opłacalne ($\text{NPV} > 0$) już przy relatywnie krótkim czasie wykorzystania mocy (nawet poniżej 2700 godzin rocznie). Dla racjonalizacji rentowności przyjęto typowe dla elektrociepłowni czasy wykorzystania mocy zainstalowanej – 4600 h rocznie dla elektrociepłowni generujących ciepło na potrzeby ogrzewania budynków i CWU oraz 6000 h rocznie dla elektrociepłowni przemysłowych.

Inaczej wygląda problem czasu wykorzystania mocy z perspektywy inwestora. Ze względu na fakt, że ceny energii elektrycznej i ciepła nie przenoszą wszystkich kosztów zewnętrznych (a więc nie odzwierciedlają realnych kosztów i korzyści stosowania danej technologii wytwórczej), budowanie instalacji kogeneracyjnych o krótkim czasie wykorzystania byłoby obarczone dużym ryzykiem nieuzyskania wymaganej rentowności projektu. Stąd do określenia wielkości ekonomicznego potencjału kogeneracji przyjęto typowe dla elektrociepłowni czasy wykorzystania mocy zainstalowanej:

- 4600 godzin rocznie dla elektrociepłowni generujących ciepło na potrzeby ogrzewania budynków i ciepłej wody użytkowej;
- 6000 godzin rocznie dla elektrociepłowni przemysłowych.

W wyniku realizacji całości obliczeń stwierdzono, że całkowity dodatkowy potencjał ekonomiczny kogeneracji to 190 PJ ciepła. Aby w pełni wykorzystać ten potencjał, należałoby wybudować instalacje kogeneracyjne o całkowitej mocy elektrycznej na poziomie ok. 10 GW i całkowitej mocy cieplnej ok. 11 GW. Instalacje te produkowałyby rocznie 182 PJ ciepła i 46 TWh energii elektrycznej, która to

produkcja w technologii kogeneracyjnej pozwoliłaby rocznie zaoszczędzić ok. 250 PJ energii pierwotnej i zredukować emisję CO₂ o 25 mln ton.

Przeprowadzona analiza umożliwiła też rekomendowanie konkretnych technologii kogeneracyjnych, najbardziej opłacalnych przy obecnych relacjach cenowych:

- dla dużych systemów ciepłowniczych (moc > 50 MW) – układy gazowo-parowe lub bloki parowe;
- dla mniejszych systemów – silniki wewnętrznego spalania, a w wybranych przypadkach turbiny gazowe;
- dla systemów mikrokogeneracyjnych w budynkach mieszkalnych – mikroturbiny, silniki wewnętrznego spalania lub silniki Stirlinga.

Obok ciepła pochodzącego z kogeneracji jako perspektywnie korzystną z punktu widzenia efektywności energetycznej ocenia się również produkcję chłodu sieciowego. Z powodów klimatycznych rola chłodzenia pomieszczeń nie jest w Polsce tak duża, jak w krajach Europy Południowej. Tym niemniej wiele budynków, głównie w sektorze usług, ma zainstalowane urządzenia klimatyzacyjne. Istniejące urządzenia klimatyzacyjne są z reguły lokalne, zasilane energią elektryczną, a sieciowa dystrybucja chłodu znajduje się w Polsce na etapie testów lub bardzo skromnych zastosowań. Sytuacja klimatyzowanych budynków jest pod tym względem analogiczna do sytuacji budynków ogrzewanych własnymi indywidualnymi źródłami energii cieplnej. Krajowy potencjał całkowity wytwarzania chłodu, ograniczony do jego podstawowego zastosowania, tj. do sektora usług, został oceniony na 19 PJ, czyli dwukrotnie mniej niż potrzeby grzewcze budynków tego sektora¹⁶.

2.13. Optymalne pod względem kosztów poziomy wymagań minimalnych dotyczące efektywności energetycznej

Ze względu na to, że w UE na budynki przypada blisko 40% końcowego zużycia energii i niemal 36% emisji gazów cieplarnianych, mają one zasadnicze znaczenie dla unijnej polityki w zakresie poprawy efektywności energetycznej, szczególnie w odniesieniu do realizacji długookresowych celów przewidzianych w europejskich ramach polityki w dziedzinie klimatu i energii na okres od 2020 r. do 2030 r. a także w planie działania dotyczącym przejścia na gospodarkę niskoemisyjną.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/WE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (zmieniona dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r.¹⁷) promuje poprawę charakterystyki energetycznej budynków w UE przy uwzględnieniu warunków klimatycznych, warunków lokalnych oraz opłacalności ekonomicznej. Nakłada ona na państwa członkowskie obowiązek obliczania optymalnego pod względem kosztów poziomu wymagań minimalnych dotyczących charakterystyki energetycznej budynków przy użyciu metodologii porównawczej (zawartej w rozporządzeniu delegowanym Komisji (UE) nr 244/2012 z dnia 16 stycznia 2012 r. uzupełniającym dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i ustanawiającym ramy metodologii porównawczej do celów obliczania optymalnego pod względem kosztów poziomu wymagań minimalnych dotyczących charakterystyki energetycznej budynków i elementów budynków) oraz parametrów, takich jak warunki klimatyczne, czy praktyczna dostępność infrastruktury energetycznej. Następnie wyniki tych obliczeń porównywane są z obowiązującymi minimalnymi wymaganiami dotyczącymi charakterystyki energetycznej.

Na mocy ww. dyrektywy państwa członkowskie zobowiązane są do składania Komisji Europejskiej sprawozdań ze wszystkich danych wejściowych i założeń użytych na potrzeby tych obliczeń oraz wyników

¹⁶ Ibidem

¹⁷ Dz. Urz. UE L 153 z 18.06.2010, str. 13, ze zm.

obliczeń. Państwa członkowskie zobligowane zostały do złożenia pierwszego sprawozdania najpóźniej do dnia 30 czerwca 2012 r., a następnie w odstępach nieprzekraczających pięciu lat.

Poziom optymalny pod względem kosztów został zdefiniowany w art. 2 ust. 14 dyrektywy i oznacza charakterystykę energetyczną budynku (wyrażoną w kWh/m² energii pierwotnej), która skutkuje najniższym kosztem w trakcie szacunkowego cyklu życia budynku (30 lat dla budynków mieszkalnych i 20 lat dla budynków niemieszkalnych).

Najniższy koszt określany jest z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych, kosztów utrzymania i eksploatacji (w tym kosztów energii i oszczędności, kategorii odnośnego budynku, zysków z wytworzonej energii – w stosownych przypadkach) związanych z energią oraz – w stosownych przypadkach – kosztów usunięcia.

Szacunkowy ekonomiczny cykl życia określany jest natomiast indywidualnie przez każde państwo członkowskie i odnosi się do pozostałego szacunkowego ekonomicznego cyklu życia budynku, jeżeli wymagania charakterystyki energetycznej określono dla budynku jako całości lub do szacunkowego ekonomicznego cyklu życia elementu budynku, jeżeli wymagania charakterystyki energetycznej określono dla elementów budynku.

Poziom optymalny pod względem kosztów leży w granicach poziomów charakterystyki energetycznej, o ile analiza kosztów i korzyści przeprowadzona dla szacunkowego ekonomicznego cyklu życia daje pozytywny wynik.

W przypadku Polski optymalne pod względem kosztów poziomy wymagań minimalnych dotyczących charakterystyki energetycznej zostały określone w przepisach Działu X (*Oszczędność energii i izolacyjność cieplna*) oraz załącznika nr 2 (*Wymagania izolacyjności cieplnej i inne wymagania związane z oszczędnością energii*) rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. z 2022 r. poz. 1225)¹⁸.

Zgodnie z § 328 ww. rozporządzenia budynek oraz jego instalacje (ogrzewcze, wentylacyjne, klimatyzacyjne, ciepłej wody użytkowej, a w przypadku budynków użyteczności publicznej, zamieszkania zbiorowego, produkcyjnych, gospodarczych i magazynowych – również oświetlenia wbudowanego) powinny być zaprojektowane i wykonane w sposób zapewniający spełnienie następujących wymagań minimalnych:

- A. wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP [kWh/(m²×rok)], obliczona według przepisów wydanych na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków (Dz. U. z 2024 r. poz. 101), jest mniejsza lub równa wartości maksymalnej obliczonej zgodnie ze wzorem:

$$EP = EP_{H+W} + \Delta EP_C + \Delta EP_L; [kWh/(m^2 \times rok)]$$

gdzie:

- EP_{H+W} – częśćowa wartość wskaźnika EP na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej,
 ΔEP_C – częśćowa wartość wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia,
 ΔEP_L – częśćowa wartość wskaźnika EP na potrzeby oświetlenia.

Częstkowe wartości wskaźnika EP określa się zgodnie z tabelami zawartymi w § 329 rozporządzenia.

¹⁸ Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 1225).

W przypadku budynku o różnych funkcjach użytkowych maksymalną wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP oblicza się zgodnie z poniższym wzorem:

$$EP = \sum_i (EP_i \times A_{fi}) / \sum_i A_{fi}; [kWh/(m^2 \times rok)]$$

gdzie:

- EP_i – wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną EP dla części budynku o jednolitej funkcji użytkowej o powierzchni A_{fi}, obliczona zgodnie z wzorem w punkcie powyżej
- A_{fi} – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (ogrzewana lub chłodzona) dla części budynku o jednolitej funkcji użytkowej, określona zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o *charakterystyce energetycznej budynków*.

- B. przegrody oraz wyposażenie techniczne budynku odpowiadają przynajmniej wymaganiom izolacyjności cieplnej określonym w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

Wymagania minimalne uznaje się za spełnione dla budynku podlegającego przebudowie, jeżeli przegrody oraz wyposażenie techniczne budynku podlegające przebudowie odpowiadają przynajmniej wymaganiom izolacyjności cieplnej określonym w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

Budynek, który spełnia wymagania minimalne na dzień 31 grudnia 2020 r., a w przypadku budynku zajmowanego przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będącego jego własnością – na dzień 1 stycznia 2019 r., jest budynkiem o niskim zużyciu energii.

Budynek powinien być zaprojektowany i wykonany w taki sposób, aby ograniczyć ryzyko przegrzewania budynku w okresie letnim.

Wymagania określone w pkt. A stosuje się zgodnie z wymaganiami określonymi w § 329 ust. 2 oraz w załączniku nr 2 do rozporządzenia, obowiązującymi od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 30 grudnia 2020 r., jeżeli przed dniem 31 grudnia 2020 r. dla zamierzenia budowlanego:

- został złożony wniosek o pozwolenie na budowę, odrębny wniosek o zatwierdzenie projektu budowlanego, odrębny wniosek o wydanie odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu zagospodarowania działki lub terenu lub projektu architektoniczno-budowlanego, wniosek o zmianę pozwolenia na budowę, wniosek o pozwolenie na wznowienie robót budowlanych lub wniosek o zatwierdzenie zamiennego projektu budowlanego albo projektu zagospodarowania działki lub terenu lub projektu architektoniczno-budowlanego. Ten przepis stosuje się również w przypadku, gdy wymagane jest sporządzenie projektu technicznego,
- zostało dokonane zgłoszenie budowy lub wykonania robót budowlanych w przypadku, gdy nie jest wymagane uzyskanie decyzji o pozwoleniu na budowę,
- została wydana decyzja o pozwoleniu na budowę, odrębna decyzja o zatwierdzeniu projektu budowlanego lub odrębna decyzja o zatwierdzeniu projektu zagospodarowania działki lub terenu lub projektu architektoniczno-budowlanego.

Poniższe tabele (Tabela 2.14; Tabela 2.15; Tabela 2.16) przedstawiają maksymalne wartości współczynnika EP dla ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody, a także chłodzenia i oświetlenia, dla różnych typów budynków.

Tabela 2.14. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej

Lp.	Rodzaj budynku	Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby ogrzewania, wentylacji i przygotowania ciepłej wody EPH+W[kWh/(m ² ×rok)]	
		od 1 stycznia 2017 r.	od 31 grudnia 2020 r.*
1.	Budynek mieszkalny:		
	a) jednorodzinny	95	70
	b) wielorodzinny	85	65
2.	Budynek zamieszkania zbiorowego	85	75
3.	Budynek użyteczności publicznej:		
	a) opieki zdrowotnej	290	190
	b) pozostałe	60	45
4.	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	90	70

* Od 1 stycznia 2019 r. – w przypadku budynku zajmowanego przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będącego jego własnością.

Źródło: Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 1225).

Tabela 2.15. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia

Lp.	Rodzaj budynku	Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia ΔEPC [kWh/(m ² ×rok)]*	
		od 1 stycznia 2017 r.	od 31 grudnia 2020 r.**
1.	Budynek mieszkalny:		
	a) jednorodzinny	$\Delta E_{PC} = 10 \times A_{tC} / A_f$	$\Delta E_{PC} = 5 \times A_{tC} / A_f$
	b) wielorodzinny		
3.	Budynek użyteczności publicznej:		
	a) opieki zdrowotnej	$\Delta E_{PC} = 25 \times A_{tC} / A_f$	$\Delta E_{PC} = 25 \times A_{tC} / A_f$
	b) pozostałe		
4.	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny		

gdzie:

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (ogrzewana lub chłodzona), określona zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 15 ustawy z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków [m²],

A_{tC} – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (chłodzona), określona zgodnie z ww. przepisami [m²].

* Jeżeli budynek posiada instalację chłodzenia, w przeciwnym przypadku $\Delta E_{PC} = 0$ kWh/(m²×rok).

** Od 1 stycznia 2019 r. – w przypadku budynku zajmowanego przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będącego jego własnością.

Źródło: Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 1225).

Tabela 2.16. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby oświetlenia

Lp.	Rodzaj budynku	Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby oświetlenia ΔEPL [kWh/(m ² ×rok)] w zależności od czasu działania oświetlenia w ciągu roku t_0 [h/rok]*	
		od 1 stycznia 2017 r.	od 31 grudnia 2020 r.**
1.	Budynek mieszkalny:		
	a) jednorodzinny	$\Delta E_{PL} = 0$	$\Delta E_{PL} = 0$
	b) wielorodzinny		
3.	Budynek użyteczności publicznej:		
	a) opieki zdrowotnej	dla $t_0 < 2500$ $\Delta E_{PL} = 50$	dla $t_0 < 2500$ $\Delta E_{PL} = 25$
	b) pozostałe	dla $t_0 \geq 2500$ $\Delta E_{PL} = 100$	dla $t_0 \geq 2500$ $\Delta E_{PL} = 50$
4.	Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny		

* Jeżeli w budynku należy uwzględnić oświetlenie wbudowane, w przeciwnym przypadku $\Delta E_{PL} = 0$ kWh/(m²×rok).

** Od 1 stycznia 2019 r. – w przypadku budynku zajmowanego przez organ wymiaru sprawiedliwości, prokuraturę lub organ administracji publicznej i będącego jego własnością.

Źródło: Obwieszczenie Ministra Rozwoju i Technologii z dnia 15 kwietnia 2022 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Infrastruktury w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. poz. 1225).

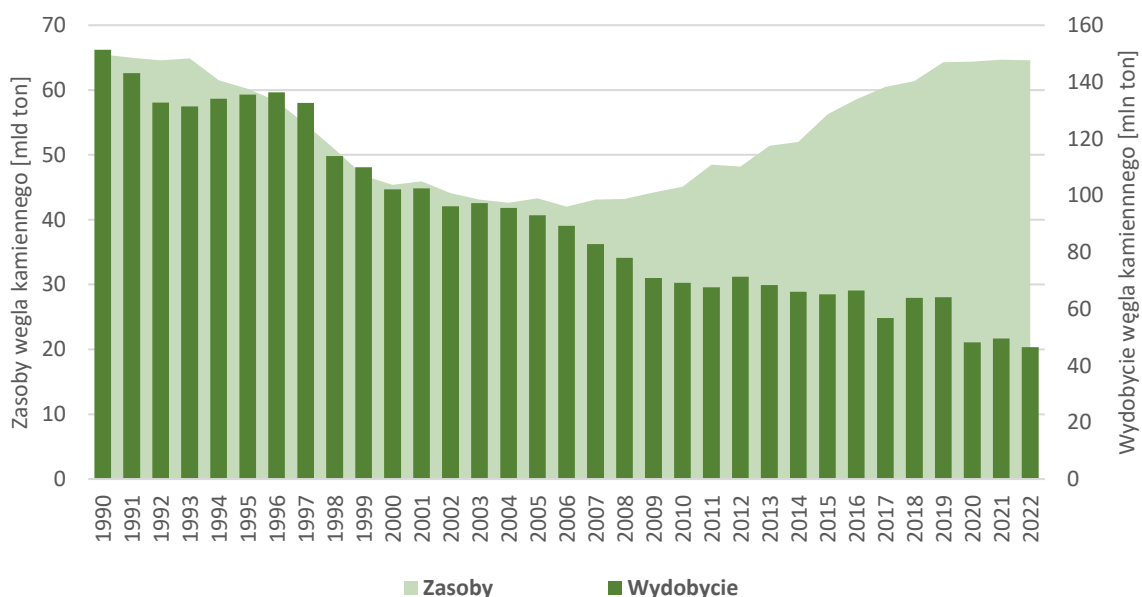
3. Wymiar „bezpieczeństwo energetyczne”

3.1. Krajowe zasoby energetyczne

Węgiel kamienny

Według danych Państwowego Instytutu Geologicznego (PIG), udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego na koniec 2022 r. wynosiły 64 615 mln t. 71% zasobów stanowiły węgle energetyczne, niecałe 28% stanowiły węgle koksujące, a inne typy węgla stanowiły zaledwie 1,2%. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowiły 43% zasobów bilansowych (27 828 mln t). Zasoby przemysłowe złóż zagospodarowanych wyniosły 4 266 mln t. Wydobycie węgla kamiennego w 2022 wyniosło 46,5 mln t¹⁹.

Pomimo spadającego od początku lat dziewięćdziesiątych wydobycia węgla kamiennego (Rysunek 3.1) nie przewiduje się występowania ograniczeń w dostawach tego surowca. Przy założeniu wydobycia na poziomie z 2022 r. zasoby przemysłowe wystarczą na co najmniej 40 lat. Na potrzeby niniejszej pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem. Węgiel kamienny - ze względu na lokalizację zasobów na terenach wolnych od konfliktów zbrojnych i politycznych, wysoką skuteczność sieci logistycznej, możliwości udostępniania nowych złóż i dostępność wysokorozwiniętych technologii wydobycia, powinien pozostawać dostępny w długim okresie, a jego cena powinna być stabilna. Bieżące informacje o stanie zasobów węgla na świecie są optymistyczne i wskazują, że przy obecnym poziomie wydobycia węgla powinny wystarczyć na około 200 lat.



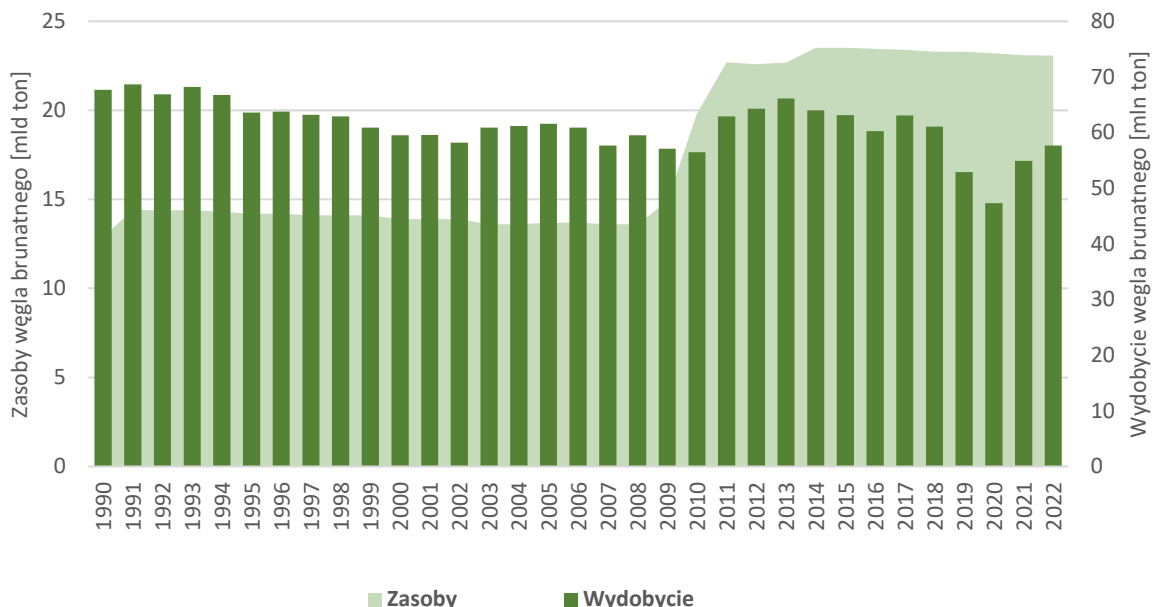
Rysunek 3.1. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2022

Źródło: Państwowy Instytut Górniczy – PIG

Węgiel brunatny

Wg stanu na 31.12.2022 r. geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wynoszą 23 084 mln t. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 4,3% zasobów bilansowych i wynoszą 982 mln t. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wynoszą natomiast 819 mln t. Wydobycie w 2022 r. według danych podawanych przez PIG wyniosło 57,7 mln t (Rysunek 3.2).

¹⁹ „Bilans zasobów złóż kopalni w Polsce, wg stanu na 31.XII.2022 r.” - Państwowy Instytut Geologiczny. Warszawa, czerwiec 2023 r.

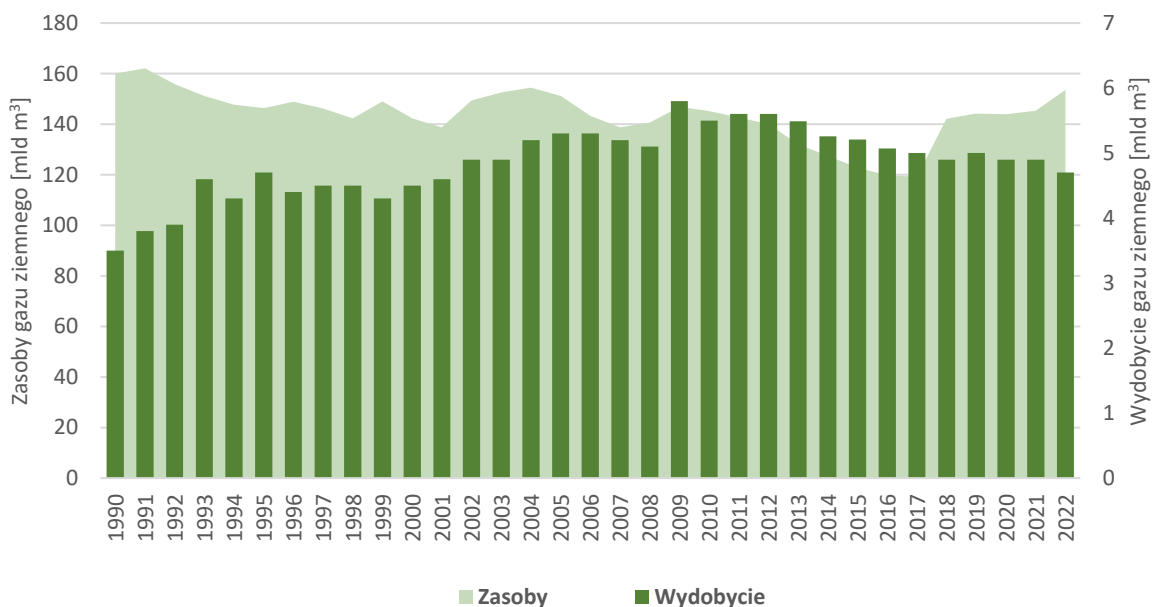


Rysunek 3.2. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2022

Źródło: PiG

Gaz ziemny

Zgodnie z danymi podanymi przez PiG, stan wydobywalnych zasobów bilansowych gazu ziemnego w 2022 r. wyniósł 153,5 mld m³ (Rysunek 3.3). Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 104,8 mld m³, co stanowi 68% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2022 r. kształtowały się na poziomie 78 mld m³. W 2022 r. wydobycie gazu ziemnego ze złóż o zasobach udokumentowanych wyniosło 4,7 mld m³.



Rysunek 3.3. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2022

Źródło: PiG

Metan pokładów węgla

Zgodnie z danymi PIG-PIB²⁰ udokumentowane zasoby bilansowe wydobywalne metanu pokładów węgla (MPW) w Polsce w 2023 r. wyniosły prawie 106 mld m³, przy czym zasoby przemysłowe (określone dla 32 złóż) plasowały się na poziomie ok. 10,5 mld m³. Wydobycie metanu z pokładów węgla w 2023 r. wyniosło 283,83 mln m³. Jest to ilość metanu ujmowanego przez stacje odmetanowania poszczególnych kopalń węgla kamiennego oraz metan eksploatowany samodzielnie, na zasadzie samowypływu gazu z otworów wiertniczych, sięgających do zrobów zlikwidowanych kopalń węgla kamiennego. Złóża metanu pokładów węgla (MPW) udokumentowane zostały jedynie w Górnośląskim Zagłębiu Węglowym. Rozpoznanie warunków metanowych Dolnośląskiego Zagłębia Węglowego oraz Lubelskiego Zagłębia Węglowego jest bardzo słabe, a stwierdzone koncentracje metanu są znacznie mniejsze.

Paliwo jądrowe

Polska nie posiada złóż rudy uranowej w ilości, dla której byłoby obecnie opłacalne wydobycie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne (dotyczy to zarówno rudy uranowej, jak i zdolności 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 w Polsce ma największy potencjał techniczny ze wszystkich krajowych źródeł energii odnawialnej. Potencjał techniczny uwzględniający biomasę stałą leśną, z rolnictwa (uprawy energetyczne oraz odpady roślinne), przetwórstwa spożywczego oraz biogazu szacuje się na ok. 600 PJ/rok w 2020 r. i 900 PJ/rok w 2030 r.²¹. Realny potencjał ekonomiczny biomasy w Polsce szacowany jest na poziomie ponad 600 PJ w 2020 r., potencjał rynkowy zaś na poziomie 533 PJ (dane wg Instytutu Energetyki Odnawialnej)²². Na potencjał rynkowy składają się następujące rodzaje biomasy:

- odpady stałe 149 338 TJ,
- odpady mokre (z przeznaczeniem na biogaz) 72 609 TJ,
- drewno opałowe 24 452 TJ,
- plantacje energetyczne 286 718 TJ.

Wykorzystanie biomasy w celach energetycznych należy jednak postrzegać w ujęciu lokalnym. Jednostki wytwórcze wykorzystujące biomasę powinny być zlokalizowane w pobliżu miejsca jej wytwarzania, tak by zminimalizować emisję CO₂ związaną z transportem biomasy²³.

W niniejszej analizie założono, że dostawy tego surowca nie będą ograniczały rozwoju technologii opartych o paliwa biomasowe, aczkolwiek nie można całkowicie wykluczyć wystąpienia tego rodzaju sytuacji, ponieważ rozwój tego sektora w kraju warunkowany jest m.in. funkcjonowaniem systemów wsparcia oraz dostępnością ograniczaną koniecznością spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju.

Biogaz rolniczy

Zasoby krajowej odpadowej biomasy mokrej pochodzenia rolniczego możliwej do wykorzystania lokalnie do produkcji energii elektrycznej w biogazowniach rolniczych umożliwiają osiągnięcie poziomu produkcji na poziomie ok. 4,4 TWh w 2030 r. oraz do 5,1 TWh w 2040 r. Zasoby krajowej biomasy mokrej pozwalają

²⁰ https://www.pgi.gov.pl/images/surowce/2023/bilans_2023.pdf

²¹ „Ocena zasobów odnawialnych źródeł energii możliwych technicznie i ekonomicznie do wykorzystania w celu produkcji energii elektrycznej”. Raport dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej wykonany przez Badania Systemowe EnerSys sp. z o.o. Warszawa 2008

²² „Możliwości wykorzystania OZE w Polsce do 2020 r.” – Instytut Energii Odnawialnej. Warszawa 2007.

²³ Jagustyn B., Bątołek-Giesła N., Wilk B., Ocena właściwości biomasy wykorzystywanej do celów energetycznych, CHEMIK 2011, 65, 6, 557-563

także na znaczący rozwój biogazowni rolniczych produkujących energię ciepłą w kogeneracji. Potencjał produkcji ciepła w perspektywie 2030 r. jest szacowany na 45 PJ, natomiast dla 2040 r. na 100 PJ²⁴.

Biogaz pozostały

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

Biometan

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

Geotermia

Teoretyczne zasoby energii geotermalnej (tj. ciepła zakamuflowanego w skałach, wodach i innych płynach znajdujących się w głębszych warstwach skorupy ziemskiej) w Polsce są nieograniczone, jednakże ograniczona jest liczba miejsc, w których jej zastosowanie ma sens ekonomiczny. Potencjał produkcji ciepła pochodzącego z instalacji innych niż pompy ciepła wykorzystujących ciepło skał (tzw. geotermia głęboka), oceniono z uwzględnieniem znaczących ograniczeń ekonomicznych w ich wykorzystaniu. Potencjały te określono na poziomie 45 PJ do 2030 r. oraz 105 PJ w 2040 r.

Woda

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

Wiatr

Zgodnie z szacunkami firmy Ernst&Young⁴⁰, Polska posiada zasoby wiatrowe tworzące potencjał ekonomiczny zainstalowania nawet do ok. 30 GW mocy w farmach wiatrowych na lądzie do 2030 r. W ocenie realnego potencjału należy jednak wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych. Wg szacunków wskazanych w raporcie PSEW do 2030 r. możliwy do osiągnięcia poziom mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w polskich obszarach morskich wynosi ok. 7,5 GW, natomiast do 2050 r. jest to 33 GW. Podobnie jak w odniesieniu do lądowej energetyki wiatrowej również tutaj należy wziąć pod uwagę występowanie ograniczeń środowiskowych, infrastrukturalnych oraz regulacyjnych, a także konfliktów wynikających z innych sposobów wykorzystania polskich obszarów morskich²⁵.

Słońce

Na podstawie przeprowadzonych analiz odnośnie do rozwoju dużych instalacji PV w innych krajach oraz obserwowanych trendów kosztowych, realny potencjał rozwoju tej technologii oceniono na 30-35 GW do 2030 r. i 45 GW do 2040 r.²⁶ Czynnikiem mocno ograniczającym rozwój tej technologii (jak i pozostałych technologii OZE) jest jednak stan infrastruktury sieciowej, który uniemożliwia przyłączanie nowych źródeł. W nadchodzących latach przewiduje się skierowanie znacznych środków finansowych na usunięcie „wąskiego gardła” w postaci ograniczeń sieciowych.

²⁴ „Opracowanie prognoz zapotrzebowania na energię końcową, rozwoju OZE i poprawy efektywności energetycznej na lata 2021-2030”, Ernst&Young, Warszawa, listopad 2017 r.

²⁵ Potencjał energetyki wiatrowej na morzu. Kompleksowa analiza możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w polskich obszarach morskich. Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Warszawa 11/2022

²⁶ ARE S.A.

3.2. Stan infrastruktury wytwórczej

Produkcja energii elektrycznej w Polsce odbywa się w znacznej mierze w dużych elektrowniach ciepłych, opalanych węglem kamiennym oraz węglem brunatnym. W przypadku węgla kamiennego poszczególne bloki pracujące w elektrowniach mają moc od 112 MW (Veolia Energia Poznań ZEC S.A.) do 1075 MW (Kozienice, ENEA Wytwarzanie S.A.). Moc bloków z kotłami na węgiel brunatny mieści się natomiast w zakresie od 120 MW ZE PAK S.A.) do 858 MW (Bełchatów, PGE GiEK S.A.).

Tabela 3.1. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD)

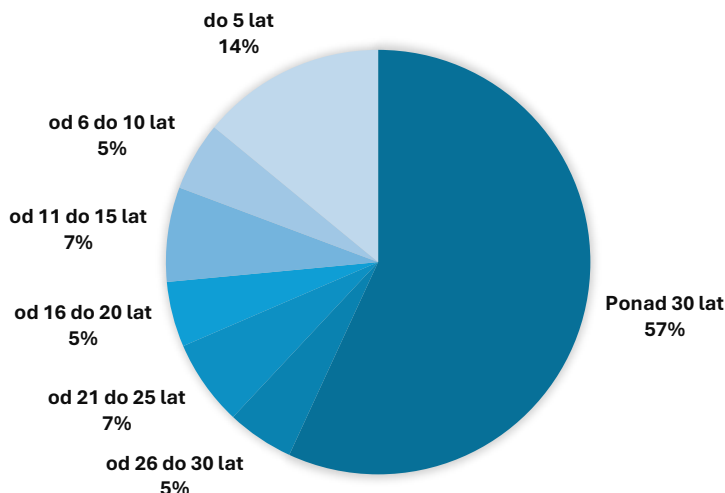
Nazwa	właściciel	moc [MW]	paliwo	produkcja energii elektrycznej [TWh]
Elektrownia Bełchatów	PGE GiEK S.A.	5 102	węgiel brunatny	31,8
Elektrownia Kozienice	ENEA Wytwarzanie S.A.	4 007	węgiel kamienny	18,6
Elektrownia Turów	PGE GiEK S.A.	2 029	węgiel brunatny	12,0
Elektrownia Rybnik	PGE Energia Ciepła S.A.	1 350	węgiel kamienny	3,9
Elektrownia Dolna Odra	PGE GiEK S.A.	900	węgiel kamienny	2,7
Elektrownia Połaniec	ENEA Elektrownia Połaniec S.A.	1 674	węgiel kamienny, biomasa	1,2
Elektrownia Opole	PGE GiEK S.A.	3 342	węgiel kamienny	11,3
Elektrownia Jaworzno III	TAURON Wytwarzanie S.A.	1 345	węgiel kamienny	3,9
Elektrownia Karolin	Veolia Energia Poznań ZEC S.A.	212	węgiel kamienny	0,9
Elektrownia Pątnów	ZE PAK S.A.	1 118	węgiel brunatny	3,3
Elektrownia Łaziska	TAURON Wytwarzanie S.A.	950	węgiel kamienny	2,9
Elektrownia Łagisza	TAURON Wytwarzanie S.A.	460	węgiel kamienny	1,8
Elektrownia Siersza	TAURON Wytwarzanie S.A.	306	węgiel kamienny	0,9
Elektrownia Ostrołęka B	Energa Ostrołęka S.A.	690	węgiel kamienny	3,1
Elektrownia Stalowa Wola III	TAURON Wytwarzanie S.A.	300	węgiel kamienny	0,5
Elektrociepłownia Włocławek	Polski Koncern Naftowy Orlen S.A.	485	gaz ziemny	1,0

Źródło: ARE S.A.

Wyżej wymienione jednostki są jednostkami cieplnymi, centralnie dysponowanymi, należącymi do systemu KSE. Oprócz jednostek cieplnych, do systemu należą także następujące elektrownie wodne:

- Elektrownia Dychów (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 85 MW
- Elektrownia Porąbka-Żar (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 540 MW
- Elektrownia Solina (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 198 MW
- Elektrownia Żarnowiec (PGE Energia Odnawialna S.A.) – 716 MW
- Elektrownia Żydowo (ENERGA Wytwarzanie S.A.) – 157 MW

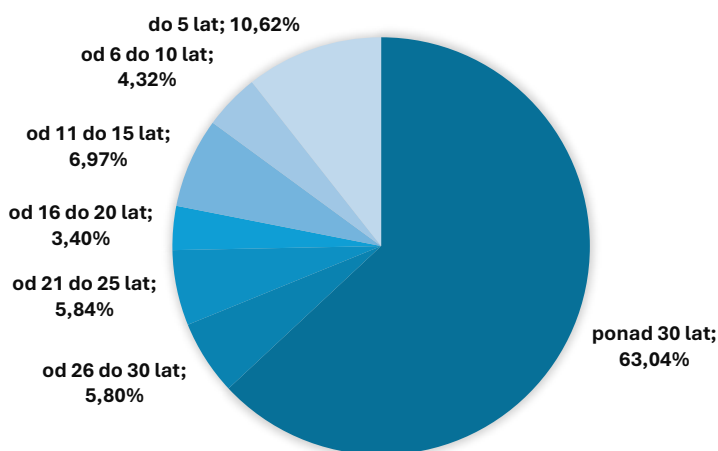
W krajowych elektrowniach ciepłych zawodowych na koniec 2022 r. pracowało 420 turbozespołów (o osiem mniej niż w 2021 r.), z czego 136 jest już w eksploatacji ponad 30 lat. Łączna moc zainstalowana najstarszych jednostek wynosi 19 134 MW, co przekłada się na ich 56,9% udział w całkowitej mocy zainstalowanej we wszystkich turbozespołach. W przypadku bloków pracujących poniżej 21 lat, te wartości wynoszą odpowiednio 10 588 MW, czyli 31,5%. Bloki oddane do eksploatacji w przeciągu ostatnich pięciu lat stanowią zaledwie 14,04% (4 723 MW).



Rysunek 3.4. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Analogicznie wygląda struktura wieku kotłów energetycznych, zainstalowanych w elektrowniach ciepłych zawodowych. Liczba zainstalowanych urządzeń wynosi 288, z czego 167 to jednostki ponad 30-letnie (63,0%). Łączna wydajność najstarszych urządzeń wynosi 62 234 t/h. Najmłodsze jednostki (do 5 lat) to 10 486 t/h sumarycznej wydajności (10,6%). Łącznie wszystkie bloki poniżej 21 lat stanowią 25,3% (24 993 t/h).



Rysunek 3.5. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Powyższe statystyki świadczą o starzejącym się majątku wytwórczym energetyki zawodowej. Taki stan rzeczy wynika m.in. z niewielkiej liczby inwestycji w nowe moce wytwórcze w ostatnich latach. Kolejną przyczyną są przedłużające życie urządzeń, liczne modernizacje najstarszych polskich bloków energetycznych.

Wśród wszystkich instalacji w KSE dominują bloki kondensacyjne. Moc zainstalowana w turbozespołach kondensacyjnych lub upustowo-kondensacyjnych wynosi 28 815 MW, co stanowi ponad 85% wszystkich bloków występujących w elektrowniach ciepłych zawodowych w Polsce. Pod względem wielkości, polska energetyka opiera się na blokach klasy 200 MW, których łączna moc zainstalowana wynosi 11 745 MW (51 jednostek). Szeroko wykorzystywane są również turbozespoły 360 MW, których moc zainstalowana

wynosi 5 703 MW. Na poniższym wykresie przedstawiona została struktura mocy zainstalowanej w KSE w podziale na poszczególne typy turbozespołów.

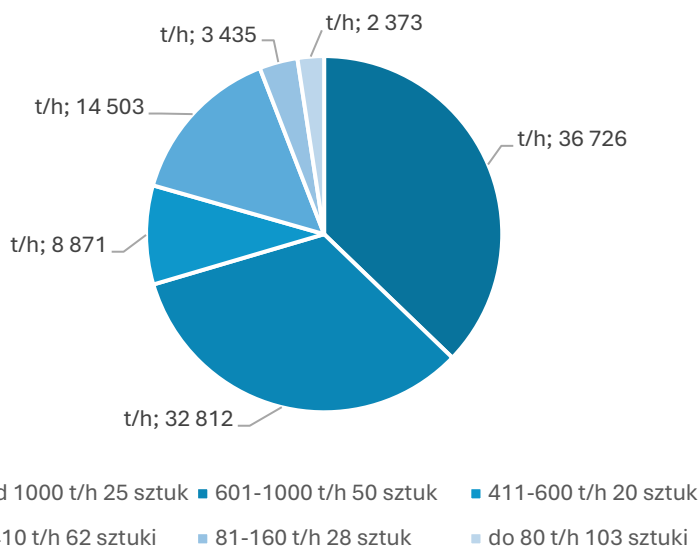
Tabela 3.2. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.)

wielkość	ilość	łączna moc zainstalowana [MW]
do 125 MW	316 sztuk	5 965 MW
120 MW	7 sztuk	926 MW
200 MW	51 sztuki	11 745 MW
360 MW	15 sztuk	5 703 MW
od 460 MW	10 sztuk	7 380 MW

Źródło: ARE S.A.

W polskich elektrowniach zawodowych dominują kotły pyłowe. Łączna wydajność 128 kotłów tego typu wynosi 78 354 t/h, co w odniesieniu do całkowitej wydajności wszystkich urządzeń zainstalowanych w KSE, odpowiada 79,4% udziału. Innym, istotnym rodzajem tego typu urządzeń są kotły fluidalne, które w liczbie 37 stanowią 13,4% sumarycznej wydajności (13 181 t/h).

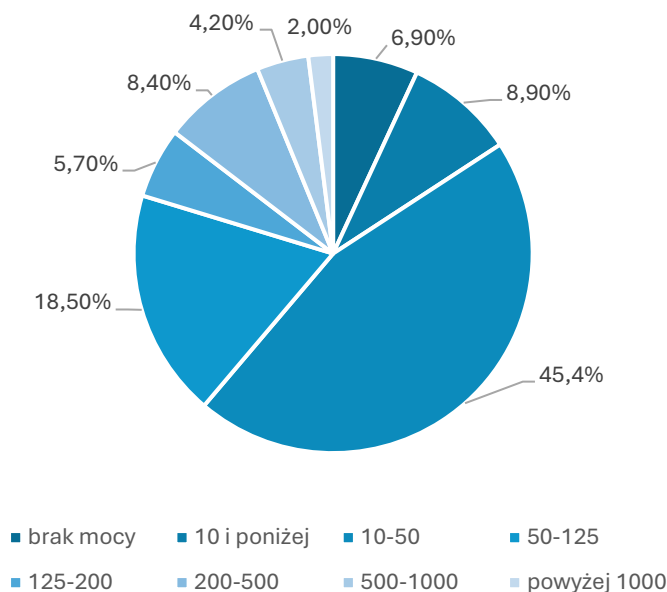
Pod względem sumarycznej wydajności dominującą grupą kotłów są urządzenia z grupy o wydajności ponad 1000 t/h. Ich łączna wydajność wynosi 36 726 t/h, co stanowi 37,2% sumy dla wszystkich kotłów zainstalowanych w elektrowniach zawodowych. Najliczniejszą grupę stanowią kotły o wydajności z przedziału 161-410 t/h (62 sztuki).



Rysunek 3.6. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)

Źródło: ARE S.A.

Przedsiębiorstwa wytwarzające ciepło według danych za 2022 rok charakteryzują się niewielką wielkością z przewagą ilościową małych źródeł o mocach do 50 MW. Tylko osiem koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła około 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.



Rysunek 3.7. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.

Źródło: URE

Rok 2022 był kolejnym rokiem, w którym na rynku ciepła dominowały paliwa węglowe. Ich udział stanowił 66,2 proc. paliw zużywanych w źródłach ciepła (w 2021 r. – 69,5%).

Tabela 3.3. Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW]

	Liczba przedsiębiorstw	Moc zainstalowana	Moc osiągalna
Brak mocy	28		
10 i poniżej	36	196,0	193,0
10-25	112	1922,60	2036,70
25-50	72	2593,10	2354,20
50-75	40	2421,60	2491,20
75-125	35	3479,40	3293,00
125-200	23	3698,00	3773,00
200-500	34	11198,50	10807,60
500-1000	17	11523,80	11685,10
powyżej 1000	8	16155,00	15934,70

Źródło: URE

3.3. Krajowy koszyk energetyczny 2005-2020

Krajowa produkcja energii pierwotnej w latach 2005-2020 uległa obniżeniu o ok. 26% (Tabela 3.4; Rysunek 3.8). W analizowanym okresie obserwowany był spadek produkcji energii pierwotnej ogółem z poziomu 77,9 Mtoe do 58,0 Mtoe. Należy zwrócić jednak uwagę na fakt, że 2020 r. był rokiem kryzysowym w kontekście zapotrzebowania na energię z powodu COVID-19. Spadek produkcji energii pierwotnej dotyczy w zasadzie tylko sektora węglowego, gdyż wydobycie gazu ziemnego spadło w tym okresie tylko nieznacznie. Udział węgla w całkowitej produkcji energii pierwotnej spadł z 88% w 2005 r. do 69% w 2020 r. Energia odnawialna jest jedyną grupą nośników energii, której produkcja wzrosła wyraźnie w latach 2005-2020. Produkcja energii z OZE wzrosła niemal trzykrotnie w tym okresie, a jej udział w całkowitej produkcji energii pierwotnej wzrósł z 6% w 2005 r. do 22% w 2020 r.

W analizowanym okresie istotnie wzrósł import netto energii. Na jego zwiększenie miał istotny wpływ zarówno wzrost importu ropy naftowej i paliw ciekłych (o ponad 30%), gazu ziemnego (o 60%), jak również spadek eksportu węgla kamiennego. Saldo importowo-eksportowe węgla kamiennego w 2020 r. było na poziomie bliskim zera.

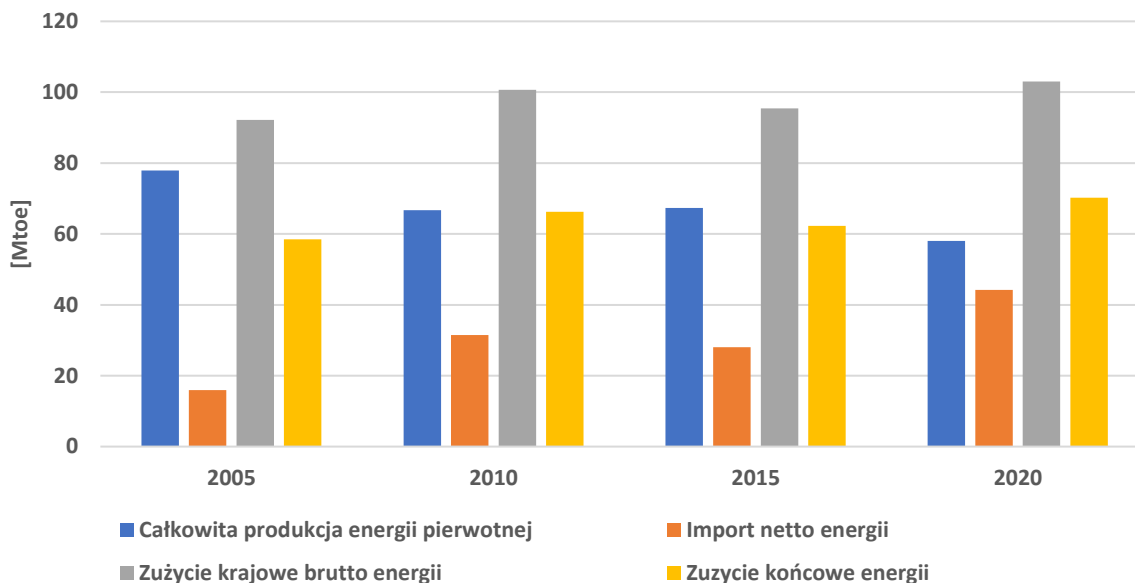
Zużycie krajowe brutto energii wahało się w latach 2005-2020 w przedziale 92-103 Mtoe, a główne powody tej niestabilności to: nierównomierny wzrost PKB, poprawa efektywności energetycznej i zmienne warunki pogodowe. W strukturze zużycia krajowego brutto energii w omawianych latach wzrósł udział paliw ciekłych (z 24 do 28%), gazu ziemnego (z 13 do 17%) i energii odnawialnej (z 5 do 13%). Z kolei udział paliw stałych spadł w tym okresie z 59 do 40%. Zużycie końcowe energii ulegało w latach 2005-2020 wahaniom podobnym, jak zużycie krajowe brutto i jego udział w zużyciu brutto kształtuje się w ostatnich latach na poziomie 63-68%.

W latach 2005-2020 zależność Polski od importu energii wzrosła radykalnie z 17% do 43%, wraz z niemalże z potrójnieniem importu netto. Zależność importowa była najwyższa dla paliw ciekłych (ok. 97% - poziom stabilny w okresie wieloletnim) i wysoka dla gazu ziemnego (ponad 70% - trend łagodnie rosnący). Całkowita zależność importowa została zmniejszona dzięki znacznemu eksportowi netto paliw stałych, głównie koksu.

Tabela 3.4. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe)

	2005	2010	2015	2020
Całkowita produkcja energii pierwotnej	77,9	66,7	67,3	58,9
z tego: węgiel kamienny i brunatny	68,4	55,1	53,6	40,0
ropa naftowa	0,9	0,7	0,9	0,9
gaz ziemny	3,9	3,7	3,7	3,4
energia odnawialna	4,5	6,8	8,6	12,5
inne	0,2	0,4	0,5	2,1
Import netto energii	17,0	31,7	28,0	42,9
w tym: paliwa stałe	-13,0	-2,8	-5,6	0,1
paliwa ciekłe	21,5	25,2	23,3	28,8
gaz ziemny	8,5	8,9	9,9	13,6
energia odnawialna	0,0	0,4	0,4	0,4
inne	0,0	0,0	0,0	0,0
Zużycie krajowe brutto energii	93,2	100,8	95,5	101,8
w tym: paliwa stałe	54,6	54,6	48,3	40,9
paliwa ciekłe	21,7	25,7	23,9	29,4
gaz ziemny	12,2	12,8	13,8	17,4
energia odnawialna	4,5	7,3	9,0	13,0
inne	0,2	0,4	0,5	1,1
Zużycie końcowe energii	58,5	66,3	62,3	70,2
Zależność importowa - ogółem	17,2%	31,3%	29,8%	42,8%
paliwa stałe	-23,9%	-5,2%	-11,4%	0,3%
paliwa ciekłe	97,5%	97,0%	96,8%	96,9%
gaz ziemny	69,7%	69,3%	72,2%	78,3%
Udział energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,8%	16,1%

Źródło: EUROSTAT, ARE S.A.



Rysunek 3.8. Krajowy bilans energii 2005-2020

Źródło: ARE S.A.

3.4. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.5) przedstawiono wielkość krajowej podaży poszczególnych paliw i nośników energii w perspektywie 2030 r. Z uzyskanych wyników można sformułować następujące wnioski:

- w okresie 2020-2030 podaż węgla kamiennego wykazuje kontynuację tendencji spadkowej obserwowanej w latach 2005-2020. Wydobycie tego surowca spada z poziomu 22,6 Mtoe w 2020 r. do ok. 14 Mtoe w 2030 r. (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: ok. 42 mln t i ponad 25 mln t). Ograniczenie produkcji w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej, w tym przede wszystkim w elektroenergetycznym i ciepłowniczym. Po 2030 r. należy spodziewać się przyspieszenia procesu trwałych odstawień z eksploatacji jednostek wytwórczych, które w tym okresie zaczną wyczerpywać rezerwę techniczną. Budowa nowych bloków opalanych węglem w warunkach założonego w obliczeniach poziomu cen uprawnień do emisji CO₂, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz wyraźnej polityki klimatycznej UE, nie ma uzasadnienia ekonomicznego;
- zapotrzebowanie na węgiel kamienny spadać będzie również w sektorze przemysłu (w szczególności w zakładach przemysłowych objętych systemem ETS oraz w wyniku procesu postępującego unowocześniania procesów produkcyjnych). W ramach walki ze smogiem w miejskich gospodarstwach domowych i usługach, następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły bezemisyjne lub niskoemisyjne (OZE, gaz ziemny, ciepło systemowe). Tempo tych zmian uzależnione jest od wielu czynników, w tym od tempa pozyskiwania środków finansowych na mechanizmy wspierające ten proces. W scenariuszu WEM założono aktywne i zakrojone na szeroką skalę działania administracji rządowej i samorządowej. Główną siłą sprawczą tego procesu są przede wszystkim dotacje unijne, jak wdrożone do tej pory programy np. „Czyste Powietrze”, „Stop Smog”, „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 nowego rządu. Znacznie większe niż do tej pory środki finansowe prawdopodobnie będą kierowane na termomodernizację budynków oraz proces wymiany starych nieefektywnych pieców zasypowych na paliwa stałe;

- w prognozie zakłada się stabilizację wydobycia węgla koksującego (ściśle powiązanego z produkcją koksu) na poziomie ok. 10 Mtoe. Krajowe i zagraniczne zapotrzebowanie na koks warunkowane jest tempem globalnego wzrostu gospodarczego, zatem podlega znacznym i niemożliwym do przewidzenia fluktuacjom. W rzeczywistości zarówno poziom produkcji koksu jak i wydobycia węgla koksującego, mogą znacząco odchyłać się od poziomu określonego w prognozie;
- podaż węgla brunatnego ulega znacznej redukcji już po 2025 r. (głównie w wyniku wyłączenia wyeksploatowanych bloków energetycznych i wyczerpywania się części złóż). W analizie nie zakładano uruchomienia nowych złóż węgla brunatnego. W kontekście Kompleksu Energetycznego Bełchatów (KEB) uwzględniono dane z Terytorialnego planu sprawiedliwej transformacji Województwa Łódzkiego²⁷ w zakresie prognozowanego wydobycia węgla brunatnego - ok. 8,4 mln t w 2030 r.
- Przy przyjętych założeniach odnośnie kosztu pozwoleń do emisji CO₂, funkcjonowanie jednostek wytwarzania energii elektrycznej i uruchamianie nowych odkrywek nie jest ekonomicznie uzasadnioną opcją;
- 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 powinno utrzymać się na stabilnym poziomie ok. 3,3 Mtoe rocznie;
- nie przewiduje się wydobycia rudy uranowej i jej przerobu na paliwo jądrowe na terenie kraju;
- przewiduje się wzrost produkcji krajowej biopaliw (głównie HVO/COHVO I i II generacji), ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym, oraz właściwości tych substancji, umożliwiające zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych;
- biometan jest paliwem, który odgrywa istotną rolę w zaprezentowanej w scenariuszu WEM wizji rozwoju sektora paliwowo-energetycznego. Wykorzystanie biometanu stanowi ważny element wpływający na zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju i rozwój obszarów wiejskich. Analiza zakłada uruchomienie produkcji krajowej już od 2025 r. i zastosowanie tego paliwa w pierwszej kolejności w sektorze transportu. Zastosowanie biometanu ma pomóc przede wszystkim w realizacji celu OZE ogółem oraz celu sektorowego dla transportu;
- przewiduje się stabilizację pozyskania biomasy stałej w latach 2020-2030 na poziomie ok. 9 Mtoe. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂ w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym, rośnie obciążenie jednostek opalanych paliwami kopalnianymi, co jednocześnie zwiększa pozycję konkurencyjną biomasy spełniającej kryteria zrównoważonego rozwoju. Prognozuje się dalszy wzrost zastosowania tego paliwa w tych sektorach, niemniej jednak czynnikiem ograniczającym zakres wykorzystania biomasy jest konieczność spełnienia przez to paliwo kryteriów zrównoważonego rozwoju. W gospodarstwach domowych oraz usługach, zużycie biomasy będzie stopniowo spadać w miarę rozwoju rynku pomp ciepła, które będą stopniowo wypierać kotły na biomasę;
- w porównaniu z 2020 r., przewiduje się nieznaczny wzrost wykorzystania odpadów komunalnych i przemysłowych do celów energetycznych wynikający z założenia realizacji rozpoczętych inwestycji w spalarnie odpadów w największych polskich miastach. W obliczu konieczności zastąpienia bloków węglowych czystszyimi źródłami energii oraz niemożności poddania recyklingowi części tych odpadów, ten kierunek wydaje się być słuszny. Problemem są jednak wysokie emisje GHG związane ze spalaniem odpadów, co w kontekście włączenia tego rodzaju instalacji do systemu ETS od 2026 r. jest czynnikiem hamującym szersze wykorzystanie odpadów do celów energetycznych;
- przewiduje się zastosowanie „zielonego wodoru” jak brakującego ogniwa w transformacji energetycznej kraju. Wodór będzie odgrywał kluczową rolę w transformacji sektora transportu,

²⁷ <https://strategia.lodzkie.pl/wp-content/uploads/2023/04/1-Terytorialny-Plan-Sprawiedliwej-Transformacji-Wojewodztwa-Lodzkiego.pdf>

przemysłu i ciepłownictwa. W sektorze elektroenergetycznym wodór to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Produkcja „zielonego wodoru” staje się znacząca po 2030 r.

Tabela 3.5. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	22 554	19 144	13 863
Węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	8 654	7 685	7 619
Koks	5 721	6 701	6 666	5 205	5 558	5 586
Węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	8 824	8 587	3 997
Ropa naftowa	840	681	922	934	1 000	1 000
LPG	312	466	632	749	524	496
Benzyna	4 415	4 326	4 046	4 089	4 218	4 026
Olej napędowy	7 643	10 743	12 075	13 253	12 265	10 798
Gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 396	3 300	3 300
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	117	446	936	973	1 403	1 622
Biogaz	54	115	229	322	535	755
Biometan	0	0	0	0	121	438
Biomasa stała	4 166	5 866	6 268	8 964	8 621	9 023
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 316	1 439
Zielony wodor	0	0	0	0	6	51

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

3.5. Import netto z podziałem na rodzaj paliwa

W tabeli (Tabela 3.6) 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 2030 r., z uwagi na różnice w kosztach dostaw węgla z rynku krajowego i kierunków zagranicznych (na niekorzyść węgla krajowego),
- 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 przewidywany stopniowy spadek uzależnienia od importu jako długofalowy wynik transformacji),
- niewielki poziom importu biomasy i biopaliw, z uwagi na premiowanie produkcji krajowej w przedstawionych prognozach,
- w ujęciu długoterminowym (w perspektywie poza 2030 r.) należy wziąć pod uwagę 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).

Tabela 3.6. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	4 865	2 892	1 896
Węgiel koksujący	-1 801	944	275	-634	148	223
Koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 115	-3 983	-4 101
Węgiel brunatny	-2	-19	16	19	11	5
Ropa naftowa	17 741	22 484	26 311	25 418	23 974	22 418
LPG	2 172	1 974	1 868	1 838	1 934	1 479
Benzyna	-69	111	-204	187	371	332
Olej napędowy	2 260	2 202	309	4 124	4 949	4 210
Gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	13 647	15 056	16 628
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Biopaliwa	-65	427	-144	67	96	110
Biometan	0	0	0	0	0	0
Biomasa stała	0	0	506	366	341	371
Wodór	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, 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 3.7. 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 3.8).

Tabela 3.8. Uzależnienie od importu z państw trzecich

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	1,4%	0,0%	0,0%	0,9%	0,0%	0,0%
Węgiel kamienny	4,2%	13,1%	8,6%	22,3%	18,3%	3,2%
Węgiel koksujący	0,3%	18,3%	17,0%	16,1%	19,8%	20,9%
Koks	0,5%	1,2%	2,0%	3,8%	5,5%	6,2%
Węgiel brunatny	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%
LPG	47,3%	64,1%	68,9%	55,5%	87,5%	87,0%
Benzyna	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	9,2%	8,8%
Olej napędowy	10,7%	0,9%	4,5%	17,3%	31,3%	30,5%
Gaz ziemny	67,7%	61,8%	52,6%	67,7%	64,9%	67,8%

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Paliwo jądrowe	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biopaliwa	0,0%	0,0%	6,4%	3,7%	1,2%	1,2%
Biometan	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Biomasa stała	0,0%	0,0%	8,4%	6,5%	6,2%	6,2%
Wodór	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.6. 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 3.9). 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 Słowacją²⁸.

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 stopniowo 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. W 2023 r. udział dostaw z tego kraju kształtował się na poziomie ok. 50% 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 sankcji²⁹ 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 sprowadzono do kraju z wielu różnych kierunków (poza rosyjskim, z którego zrezygnowano w kwietniu 2022 r.). Najwięcej węgla sprowadzono do Polski z RPA (3,4 mln ton) i Kolumbii (3,3 mln ton), co stanowiło ponad 40% importu węgla do Polski. Ważnymi dostawcami były także Kazachstan, Australia oraz Indonezja. Przewiduje się w kolejnych okresach znaczący spadek importu w konsekwencji stopniowego odchodzenia od jego stosowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej.

Jedynym paliwem, które obecnie jest przedmiotem importu z Federacji Rosyjskiej jest LPG. Niemniej jednak w ramach 12. pakietu sankcji z końcem 2024 r. wprowadzone zostanie embargo na ten produkt, stąd wystąpi konieczność zmiany tego kierunku dostaw. Prawdopodobnie największym dostawcą LPG

²⁸ Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2022 do dnia 31 grudnia 2022 r.

²⁹ 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, Dz. Urz. UE L 153 z 03.06.2022, str. 53.

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

Tabela 3.9. Główne źródła importu (państwa)

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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.7. Zużycie krajowe brutto paliw i energii

Krajowe zużycie brutto poszczególnych paliw i nośników energii, przedstawione w tabeli (Tabela 3.10) 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 13% przy czym prognozowany jest dalszy wzrost zapotrzebowania na ww. energię. 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. 870 tys. pojazdów z napędem elektrycznym, zużywających odpowiednio: 0,51 TWh. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązać 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;
- istotny wzrost zużycia energii elektrycznej w transformowanym mieszkaniu energetycznym będzie dotyczył zastosowania pomp ciepła w ogrzewnictwie. Rozwój indywidualnych pomp ciepła wpłynie na wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w gospodarstwach domowych, natomiast zastosowanie scentralizowanych pomp ciepła w zakładach ciepłowniczych będzie powodował wzrost zapotrzebowania w sektorze energii;
- przewiduje się nieznaczny spadek zapotrzebowania na ciepło z sieci, wynikający z założeń odnośnie 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 CO₂ będzie sprawiał, że ciepło systemowe, szczególnie w początkowym okresie prognozy będzie stopniowo tracić swoją konkurencyjność w porównaniu z technologiami indywidualnego ogrzewania. Założenie to jest jednak obciążone niepewnością w zakresie cen paliw i uprawnień do emisji CO₂;
- prognozuje się spadek zużycia węgla kamiennego i brunatnego wynikający z procesów transformacji energetycznej. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza już po 2028 r., kiedy kończy się rynek mocy dla większości bloków węglowych;
- 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;
- wyniki analiz wskazują na wzrost zapotrzebowania krajowego na gaz i paliwa gazowe w perspektywie 2030 r. (z 17,1 Mtoe w 2020 r. do 21,8 Mtoe). Gaz ziemny w Polsce będzie odgrywał rolę paliwa przejściowego w transformacji energetycznej, ale tylko 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 biomasa, biogaz czy biopaliwa.

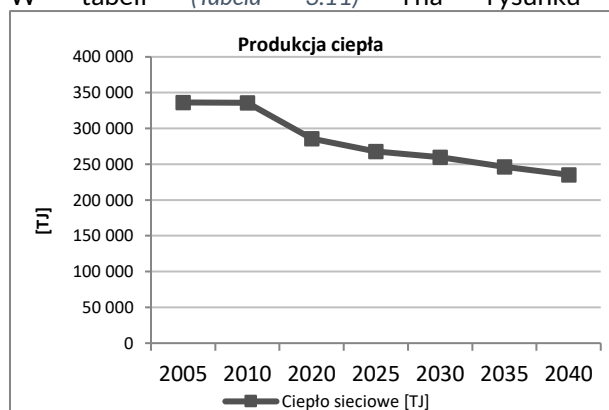
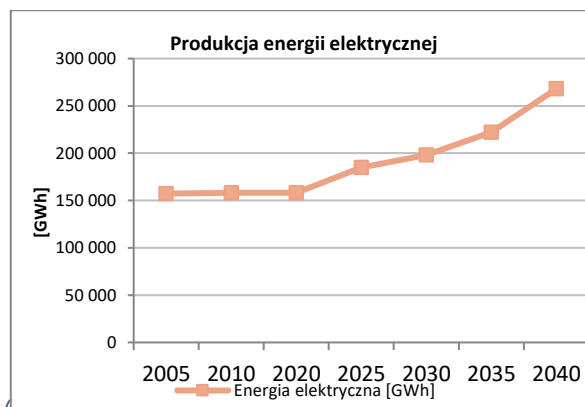
Tabela 3.10. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	14 730	15 757	16 628
Ciepłociągowe	8 032	8 021	6 721	6 843	6 427	6 226
Węgiel kamienny	37 651	39 774	31 248	28 188	22 006	13 012
Węgiel koksujący	7 891	8 700	9 489	7 997	7 833	7 841
Koks	2 318	2 074	2 228	1 308	1 575	1 484
Węgiel brunatny	12 726	11 579	12 299	8 850	8 598	4 002
Ropa naftowa	18 459	23 184	26 506	25 992	24 686	23 128
Produkty naftowe	21 987	25 956	24 074	31 037	31 789	28 697
Gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	17 107	18 356	19 928
Gaz koksowniczy	1 447	1 707	1 704	1 406	1 221	1 118
Gaz wielkopiecowy	560	526	632	464	551	458
Pozost. paliwagazowe	161	149	163	84	83	81
Biomasa stała	4 166	5 866	6 884	9 330	8 962	9 394
Biogaz	54	115	229	322	535	755
Biopaliwa	54	868	782	1 042	1 498	1 733
Biometan	0	0	0	0	120	438
Paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0
Wodór	0	0	0	0	6	51
Odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 193	1 316	1 439

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

3.8. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

W tabeli (Tabela 3.11) i na rysunku

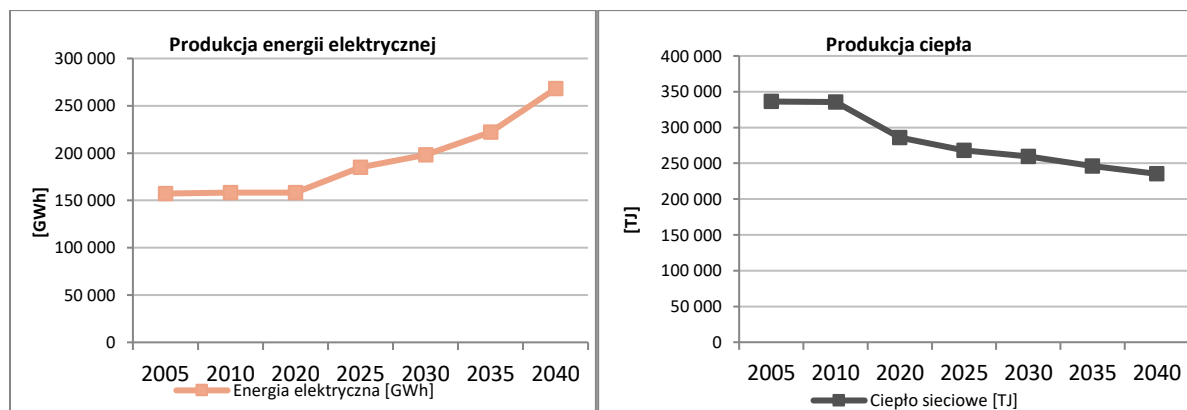


Rysunek 3.9) zaprezentowano dane dotyczące produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto w Polsce. Zgodnie z uzyskanymi wynikami prognoz, przewiduje się wzrost krajowej produkcji energii elektrycznej z poziomu 158,2 TWh w 2020 r. do 198 TWh w 2030 r. oraz do 268 TWh w 2040 r. Procentowy wzrost w okresie 2020-2030 wynosi ok. 25%, natomiast do 2040 r. wzrost wyniesie niemal 70%. Produkcja krajowa ciepła sieciowego spada z poziomu 286 PJ w 2020 r. do 235 PJ w 2040 r. W ujęciu procentowym spadek wynosi 18% w rozpatrywanym okresie.

Tabela 3.11. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Energia elektryczna [GWh]	157 295	158 186	165 128	158 247	184 829	198 004	222 044	268 059
Ciepłociępowe [TJ]	336 292	335 831	274 357	285 870	268 062	259 586	246 296	235 252

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



Rysunek 3.9. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.9. Produkcja energii elektrycznej brutto z podziałem na paliwa

Produkcję energii elektrycznej w podziale na paliwa przedstawiono w tabeli (Tabela 3.12) i na rysunku (Rysunek 3.10). Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na dynamiczne zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań determinowanych głównie unijną polityką energetyczno-klimatyczną. Wymuszany administracyjnie rozwój odnawialnych źródeł energii oraz obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS powodować będzie stopniowe zmniejszanie się udziału elektrowni węglowych w strukturze produkcji energii elektrycznej. Przewiduje się istotny spadek produkcji energii elektrycznej z węgla kamiennego i brunatnego w elektrowniach i elektrociepłowniach jeszcze w obecnej dekadzie. Produkcja energii elektrycznej w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny obniża się z poziomu 70,7 TWh w 2020 r. do 40,9 w 2030 r., natomiast na węgiel brunatny z poziomu 38,1 TWh do odpowiednio 17,8 TWh. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest stopniowe wypychanie jednostek węglowych z krzywej „merit order” m.in. z powodu wysokich kosztów zakupu uprawnień do emisji GHG, przewidywanego w tym okresie uruchomienia elektrowni jądrowych oraz dalszego dynamicznego wzrostu produkcji z OZE. Jednostki węglowe będą wytwarzać mniej energii w przeliczeniu na jednostkę mocy, ale ich rolą będzie w dużym stopniu zapewnianie mocy rezerwowych w dynamicznie rozbudowywanym i zdywersyfikowanym technologicznie systemie. W celu spełnienia kryterium bezpieczeństwa systemowego przyjęto, że bez względu na przewidywany czas pracy poszczególnych jednostek, a tym samym zdolność do osiągnięcia progu rentowności, jednostki węglowe nie będą odstawiane do czasu pokrycia zapotrzebowania na moc przez inne źródła wytwórcze. Niektóre węglowe jednostki wytwórcze mogą wymagać modernizacji, aby poprawić ich parametry tak, by lepiej spełniały funkcję regulacyjną i zapewnić wystarczalność mocy w KSE. Utrzymanie jednostek węglowych w dobrym stanie technicznym ma istotne znaczenie dla pewności dostaw energii, zwłaszcza w okresie początkowego rozwoju alternatywnych rozwiązań zapewniających stabilną generację lub wzmacniających potrzeby bilansowe. Utrzymanie i modernizacja tych jednostek umożliwi optymalne wykorzystanie posiadanych zasobów krajowych, wesprze bilansowanie OZE, zredukuje wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny i może przynieść korzyści tzw. technologicznej renty opóźnienia pozwalającej na zastąpienie istniejących źródeł sprawdzonymi, nowoczesnymi technologiami energetycznymi, które po osiągnięciu dojrzałości dodatkowo cechować się będą obniżonymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi. Trzeba zauważyć, że źródła węglowe mają tzw. minima techniczne. Niższe ich wykorzystanie oznaczałoby ich okresowe wyłączenie. Długi okres rozruchu ze stanu zimnego uniemożliwia realizację funkcji systemowych, a częste ich wyłączenie wpływa na szybsze wyeksploatowanie posiadanych mocy i pogorszenie ich stanu technicznego.

Produkcja w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) wzrośnie z 17,4 TWh w 2020 r. do 32 TWh w 2030 r. Jest to jednak uzależnione od tempa i zakresu rozwoju pozostałych źródeł wytwórczych. Zarówno unijna jak i krajowa polityka energetyczna sprzyjać będzie wdrażaniu nowych niskoemisyjnych źródeł, z których dużą część stanowią 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 i magazyny energii, niezbędne dla ich integracji w systemie elektroenergetycznym. W latach 2020-2030 udział OZE w produkcji energii elektrycznej netto zostanie potrójony (udział wzrośnie z 16,2% do 50,1%). Bardzo ważnym elementem transformacji sektora elektroenergetycznego po 2030 r. jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Zgodnie z przyjętymi założeniami w scenariuszu WEM, pierwszy blok elektrowni jądrowej AP-1000 zostanie oddany do użytku w 2033, a kolejnych pięć będzie uruchamianych w dwuletnich odstępach czasowych. Kolejne dwa bloki

APR-1400 powinny powstać 2034 i 2036 r. Proces transformacji polskiej energetyki, będzie procesem długotrwałym – powinien zostać rozłożony w czasie, w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających.

Kluczowym czynnikiem determinującym potrzebę zastosowania wodoru na dużą skalę w sektorze elektroenergetycznym jest dążenie do realizacji zobowiązań unijnych w zakresie redukcji gazów cieplarnianych (GHG) i związana z tym transformacja energetyczna w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Podstawową rolę, jaką będzie odgrywał wodór w sektorze elektroenergetycznym w przyszłości, to przede wszystkim źródło elastyczności w systemach z dużym udziałem źródeł OZE. Paliwa wodorowe stanowią alternatywę 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 część produkowanego „zielonego wodoru” będzie kierowana do sektorów transportu, przemysłu i ciepłownictwa, natomiast pozostała część będzie spalana w dedykowanych turbinach gazowych i jednostkach CCGT odpowiednio przystosowanych do tego celu (założono w analizie, że nowobudowane jednostki gazowe będą przystosowane do spalania wodoru w przyszłości). Prognozy produkcji energii elektrycznej z wodoru wskazują, że zastosowanie tego paliwa do produkcji energii elektrycznej na szerszą skalę będzie miało miejsce w Polsce dopiero po 2030 r. (aczkolwiek nie można wykluczyć wcześniejszej komercjalizacji tego rozwiązania, szczególnie w warunkach mocnego dotowania tej technologii).

Tabela 3.12. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM

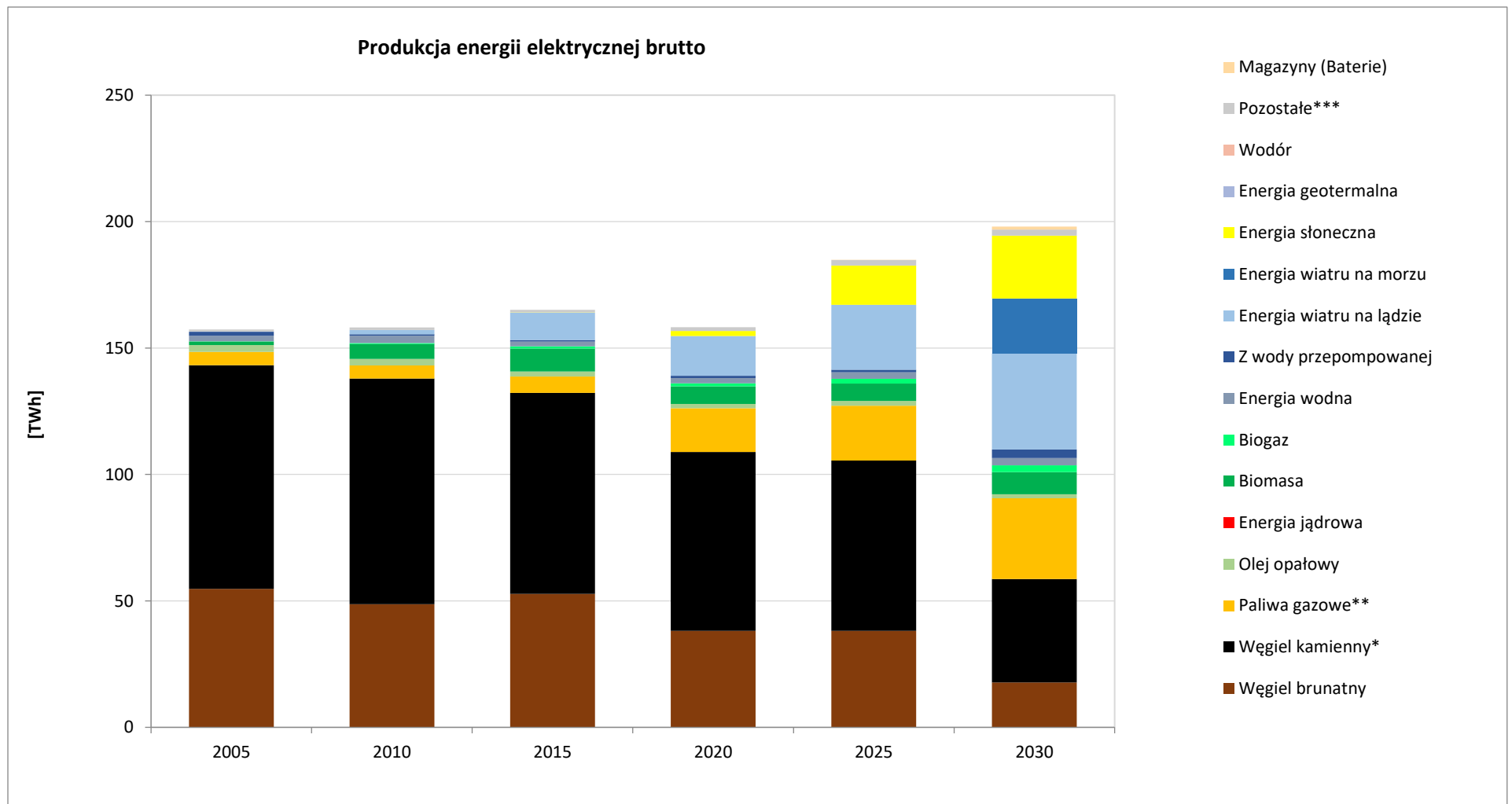
	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	38,1	38,1	17,8
Węgiel kamienny*	88,5	89,3	79,4	70,7	67,3	40,9
Paliwa gazowe**	5,2	5,1	6,4	17,4	21,8	31,9
Olej opałowy	2,7	2,6	2,1	1,7	1,9	1,7
Energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Biomasa	1,4	5,9	9,0	6,9	6,8	8,7
Biogaz	0,1	0,4	0,9	1,2	1,9	2,8
Energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,1	2,6	2,9
Z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,8	1,1	3,3
Energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	15,8	25,6	38,1
Energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	21,7
Energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	15,5	24,8
Energia geotermalna	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wodór	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Pozostałe***	0,7	1,1	1,0	1,5	2,2	2,4
Magazyny (Baterie)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,2
Razem	157,3	158,2	165,1	158,2	184,8	198,0

* 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 3.10. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)

*Łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

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

***Odpady przemysłowe i komunalne

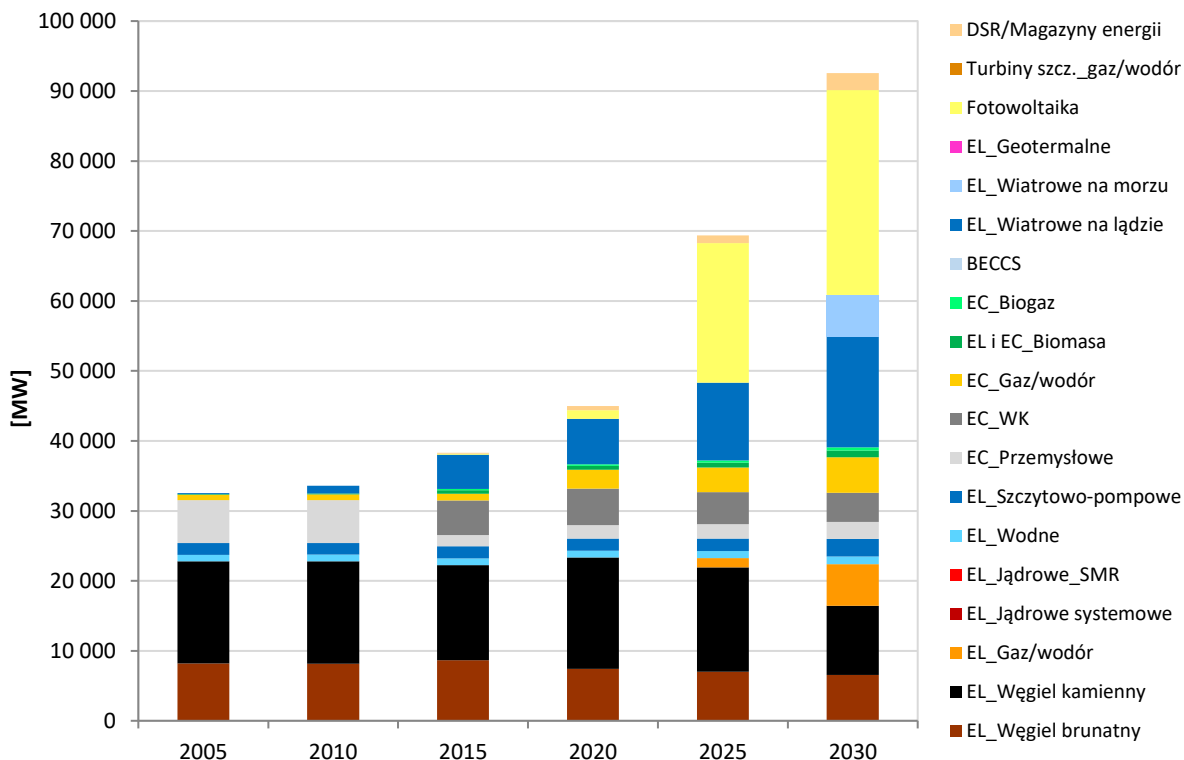
Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

3.10. Zdolności wytwórcze energii elektrycznej z podziałem na źródła

W perspektywie do 2030 r. należy spodziewać się daleko idących zmian w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (Tabela 3.13 i Rysunek 3.11). Przede wszystkim należy oczekiwać istotnego wzrostu mocy osiągalnej z 45 GW w 2020 r. do 92 GW w 2030 r. Wzrost ten jest wynikiem przyrostu mocy charakteryzujących się niskimi wskaźnikami mocy zainstalowanej (PV, wiatrowe). Moce elektrowni wiatrowych na lądzie wznoszą się z poziomu 6,65 GW w 2020 r. do 15,8 GW w 2030 r. Istotnym komponentem wchodzącym w skład przyszłego mixu energetycznego będzie także energetyka wiatrowa na morzu. Do końca 2030 r. założono instalację ok. 6 GW. Najszybszy i największy przyrost mocy w systemie dotyczy fotowoltaiki (zarówno mikroinstalacji, jak i dużych farm), których moc osiągalna prognozowana jest na poziomie ok. 29,2 GW w 2030 r. W konsekwencji znacząco zmniejszy się rola jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi – ich udział w mocy zainstalowanej netto ulegnie redukcji z ok. 70% w 2020 roku do 30% w 2030 roku. Wzrośnie wyraźnie udział źródeł odnawialnych (wzrost udziału z 19% w 2020 r. do 57% w 2030 r.). W strukturze mocy wytwórczych w scenariuszu WEM po 2030 r. uruchamiane są bloki jądrowe wielkoskalowe i SMR.

Tabela 3.13. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030
EL_Węgiel brunatny	8197	8145	8643	7445	7012	6566
EL_Węgiel kamienny	14613	14655	13617	15889	14911	9860
EL_Gaz/wodór	0	0	0	0	1332	5957
EL_Jądrowe systemowe	0	0	0	0	0	0
EL_Jądrowe SMR	0	0	0	0	0	0
EL_Wodne	914	935	964	987	1008	1118
EL_Szczytowo-pompowe	1679	1679	1705	1705	1767	2507
EC_Przemysłowe	6140	6126	1605	1945	2093	2124
EC_WK			4968	5226	4578	4149
EC_Gaz/wodór	760	807	928	2688	3515	5071
EL i EC_Biomasa	102	140	513	534	669	983
EC_Biogaz			216	241	326	454
BECCS	0	0	0	0	0	0
EL_Wiatrowe na lądzie	121	1108	4886	6499	11096	15842
EL_Wiatrowe na morzu	0	0	0	0	0	5927
EL_Geotermalne	0	0	0	0	0	0
Fotowoltaika	0	0	108	1229	19979	29269
Turbiny szcz._gaz/wodór	0	0	0	0	0	0
DSR/Magazyny energii	0	0	150	615	1080	2420
Razem	32526	33594	38302	45002	69365	92547



Rysunek 3.11. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)

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

W 2030 r. moce oparte na węglu kamiennym (elektrownie i elektrociepłownie) wynosić będą ok. 10 GW, natomiast na węglu brunatnym 6,6 GW, co łącznie stanowić będzie 18% w strukturze KSE. W kolejnej dekadzie następować będzie dalsza sukcesywna redukcja mocy węglowych. Średni czas pracy jednostek na węgiel kamienny (wynoszący w 2020 r. - 51%) obniży się znacząco i wynosić będzie w 2030 r. - 46%. 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 opartych o ten surowiec. Do 2030 r. moc elektrowni na węgiel brunatny ulegnie obniżeniu o ok. 880 MW, lecz tempo wycofań wzrośnie w kolejnej dekadzie.

4. Wymiar „wewnętrzny rynek energii”

4.1. Międzysystemowe połączenia elektroenergetyczne

4.1.1. Energia elektryczna

Obecny poziom połączeń wzajemnych (transgranicznych) i główne połączenia międzysystemowe

Transgraniczną wymianę energii elektrycznej umożliwiają połączenia najwyższych, wysokich i średnich napięć z systemami elektroenergetycznymi sąsiednich krajów.

Obecnie Krajowy System Przesyłowy (KSP) współpracuje:

- synchronicznie z systemami krajów Europy kontynentalnej ENTSO-E (dawniej UCTE), tj. niemieckim, czeskim, słowackim i ukraińskim (od 2023 r.)
- asynchronicznie z systemem szwedzkim poprzez kabel podmorski prądu stałego,
- asynchronicznie z systemem litewskim poprzez linię prądu przemiennego i wstawkę prądu stałego.

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci przesyłowej na przekroju synchronicznym**, przedstawia się następująco:

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

- 2-torowa linia 400 kV Krajnik – Vierraden, z wykorzystaniem przesuwника fazowego;
- 2-torowa linia 400 kV Mikułowa – Hagenwerder, z wykorzystaniem przesuwника fazowego.

granica południowa (Polska – Czechy):

- 2-torowa linia 400 kV Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice,
- 2-torowa linia 220 kV Kopanina/Bujaków – Liskovec.

granica południowa (Polska – Słowacja):

- 2-torowa linia 400 kV Krosno Iskrzynia – Lemšany.

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci przesyłowej na przekroju asynchronicznym**, przedstawia się następująco:

granica północna (Polska – Szwecja):

- linia kablowa DC 450 kV Słupsk Wierzbęcino – Stårno,

granica wschodnia (Polska – Ukraina) – również współpracująca synchronicznie:

- 1-torowa linia 400 kV Rzeszów – Chmielnicka, włączona do eksploatacji w układzie synchronicznym w 2023 r.,
- 1-torowa linia 220 kV Zamość – Dobrotwór, współpracująca z wydzielonymi po stronie ukraińskiej jednostkami wytwórczymi Elektrowni Dobrotwór (połączenie umożliwia wyłącznie import energii do Polski).

granica wschodnia (Polska – Litwa):

- 2-torowa linia 400 kV Ełk – Alytus, współpracująca z systemem litewskim przez wstawkę prądu stałego (w stacji Alytus).

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci dystrybucyjnej na przekroju synchronicznym** przedstawia się następująco:

granica południowa (Polska – Czechy):

- 2-torowa linia 110 kV Boguszów – Porici,
- 1-torowa linia 110 kV Kudowa – Nachod,
- 2-torowa linia Pogwizdów – Darkov,
- 2-torowa linia Ustroń/ Mnisztno – Trzyniec,

granica zachodnia (Polska – Niemcy):

- 1-torowa linia 110 kV Turów1 – Neueibau.

Aktualny stan połączeń transgranicznych **sieci dystrybucyjnej na przekroju asynchronicznym** przedstawia się następująco:

granica wschodnia (Polska – Białoruś):

- 2-torowa linia 110 kV Wólka Dobryńska – Brześć 2.

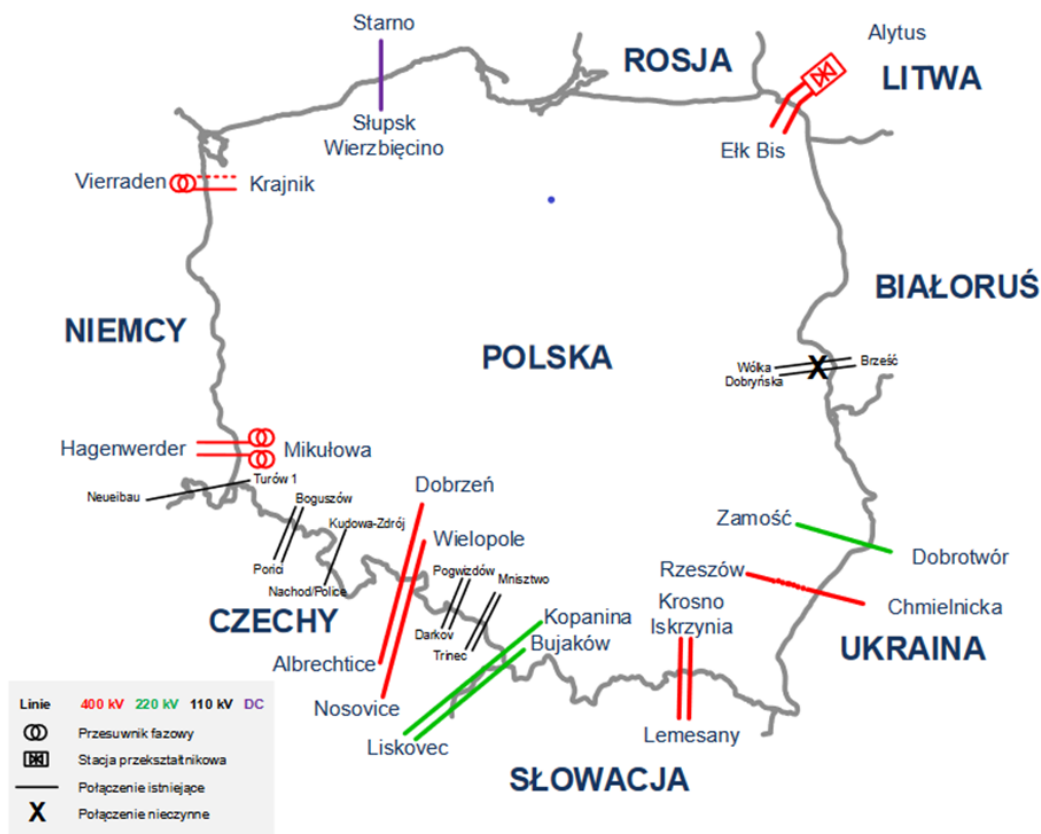
Podstawowe informacje na temat poszczególnych połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.1).

Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Kraj graniczny	Połączenie	Napięcie [kV]	Dopuszczalne obciążenie	Ilość torów	Informacje dodatkowe
Niemcy	Krajnik - Vierraden	400	2078 MW	2	W 2018 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe
	Mikułowa - Hagenverder	400	2640 MW	2	W 2016 r. połączenie zostało wyposażone w przesuwniki fazowe
Czechy	Wielopole/Dobrzeń – Nosovice/Albrechtice	400	2772/2480 MW	2	-
	Kopanina/Bujaków - Liskovec	220	800/794 MW	1	-
Litwa	Etk Bis- Alytus	400	488 MW	2	prąd przemienny ze wstawką pr. stałego
Słowacja	Krosno Iskrzynia - Leměšany	400	2078 MW	2	-
Szwecja	Słupsk - Stårno	450	600 MW	1	(prąd stały)
Białoruś	Białystok – Roś	220	231 MW	1	Linie wyłączone
	Wólka Dobryńska – Brześć	110	120 MW	1	
Ukraina	Dobrotwór – Zamość	220	381/310 MW	1	Linia pracuje w układzie promieniowym
	Rzeszów - Chmielnicka	400	1300 MW	1	Linia pracuje jako synchroniczna od maja 2023 r. (wcześniej nieczynna)

przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

Obecny stan połączeń transgranicznych przedstawiony jest na rysunku (Rysunek 4.1).

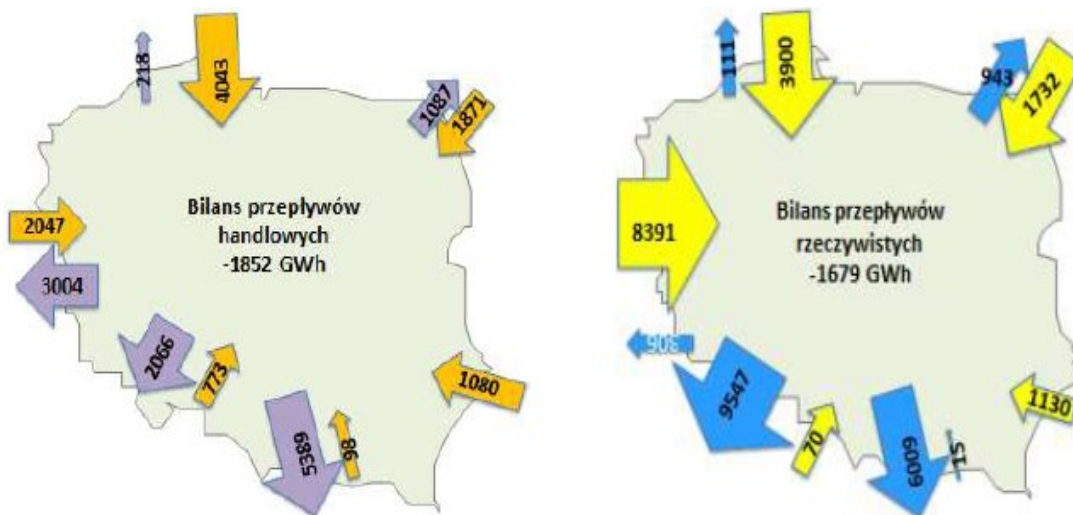


Źródło: PSE S.A.

Rysunek 4.1. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego

Źródło: PSE S.A.

Przykładowy bilans handlowy wymiany międzysystemowej energii elektrycznej oraz rzeczywiste przepływy energii z poszczególnych krajów do Polski i z Polski do innych krajów w 2022 r., zostały przedstawione na rysunku (Rysunek 4.2). Warto zaznaczyć, że rok 2022 był wyjątkowy na przestrzeni ostatnich ok. 10 lat. W 2022 Eksport przeważał nad importem, w przeciwieństwie do lat sąsiednich.



Rysunek 4.2. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2022 r. [GWh]

Źródło: ARE SA

Jednocześnie należy zwrócić uwagę na utrzymującą się w latach poprzednich istotną różnicę pomiędzy handlowymi i rzeczywistymi przepływami energii elektrycznej na granicach synchronicznych (Niemcy, Czechy, Słowacja), która jest skutkiem nieplanowych przepływów energii elektrycznej, przyczyniających się do ograniczenia zdolności przesyłowych oferowanych uczestnikom na tych granicach. Ta różnica w przepływach została ograniczona po zainstalowaniu przesuwników fazowych na połączeniach polsko-niemieckich. Przepływy kołowe zostały w ten sposób ograniczone do wartości kontrolowanych przez OSP. Warto także zwrócić uwagę na znaczący wzrost wolumenu przepływów transgranicznych na przekroju synchronicznym, dzięki wprowadzeniu w całym regionie kalkulacji zdolności Core (Core CCR), do którego należy system polski, metody opartej o przepływy fizyczne (ang. *flow based*). Przyczynia się to do istotnego wzrostu przepływów handlowych.

Połączenia wzajemne elektroenergetyczne – stan obecny i perspektywy rozwoju

Zgodnie z Traktatem o funkcjonowaniu Unii Europejskiej, rynek energii jest częścią rynku wewnętrznego. Ma więc do niego zastosowanie traktatowa zasada swobody przepływu towarów. W 2019 r. został uchwalony pakiet legislacyjny regulujący funkcjonowanie sektora energii elektrycznej w Unii Europejskiej – „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” (Clean Energy Package – CEP)^{*}. Wchodzące w skład pakietu rozporządzenie PE i Rady (UE) 2019/943 określa m.in. obowiązki operatorów systemów przesyłowych (OSP) w zakresie udostępniania zdolności przesyłowych na połączeniach transgranicznych. Zgodnie z jego zapisami, OSP są zobowiązani do udostępniania zdolności połączeń transgranicznych w wielkościach maksymalnych, jednak dopuszczalnych ze względu na bezpieczeństwo pracy sieci. W tym kontekście wprowadzony został wymóg udostępniania od 1 stycznia 2020 r. nie mniej niż 70% technicznej zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych dla realizacji wymiany transgranicznej (tzw. wymóg CEP70). Kraje, które nie były w stanie wypełnić tego wymagania zgodnie z terminem wskazanym w rozporządzeniu mają prawo do jego czasowego odroczenia, podejmując jednak działania zaradcze. Polska przyjęła w 2019 r. Plan działania, który zakłada dojście do udostępniania minimalnego poziomu 70 proc. technicznej zdolności przesyłowych na połączeniach synchronicznych do końca 2025 r. Natomiast na połączeniach asynchronicznych wymagany poziom 70% jest już co do zasady osiągnięty.

a) Połączenia transgraniczne synchroniczne

Alokacja zdolności przesyłowych na przekroju synchronicznym realizowana była w ramach skoordynowanych przetargów typu explicit do dnia 8 czerwca 2022 r. Natomiast od dnia 9 czerwca 2022 r., po kilkuletnim okresie przygotowawczym, w Polsce i pozostałych państwach regionu Europy Środkowo-Wschodniej, wprowadzono metodę alokacji opartą na przepływach fizycznych, tzw. Flow Based Allocation – FBA), która obowiązuje już w całym Core CCR.

Na transgranicznych połączeniach synchronicznych odbywa się alokacja zdolności przesyłowych na rynku dnia następnego oraz na rynku dnia bieżącego. Zachodzi ona w oparciu o mechanizmy odpowiednio: jednolite łączenie rynków dnia następnego (Single Day-ahead Coupling) i jednolite łączenie rynków dnia bieżącego (Single Intraday Coupling).

Wymiana międzysystemowa w ramach Jednolitego Łączenia Rynków Dnia Następnego oraz Jednolitego Łączenia Rynku Dnia Bieżącego organizowana jest przez Nominowanych Operatorów Rynku Energii Elektrycznej (ang. Nominated Electricity Market Operator, NEMO), których warunki współpracy z OSP określa umowa MNA OA (Multi-NEMO Arrangements Operational Agreement). Organem wyznaczającym NEMO na polskim rynku jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Natomiast w kontraktach długoterminowych mają miejsce aukcje skoordynowane organizowane przez Biuro Przetargów Joint Allocation Office (JAO), tj. platformę aukcyjną, której udziałowcami jest 25 OSP z Europy (również spoza UE).

^{*} Niektóre z aktów prawnych tego pakietu są nowelizowane od 2023 r., m.in. rozporządzenie ws. wewnętrznego rynku energii oraz rozporządzenie REMIT. Planowana jest także nowelizacja Rozporządzenia Komisji ws. alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami.

b) Połączenia transgraniczne asynchroniczne

Połączenie Polska – Szwecja

Ważnym z punktu widzenia wymiany transgranicznej połączeniem krajowego systemu elektroenergetycznego jest kabel prądu stałego o nazwie SwePol Link, biegnący pod dnem Morza Bałtyckiego pomiędzy Polską i Szwecją. Od grudnia 2010 r. alokacja zdolności przesyłowych na tym połączeniu pomiędzy obszarem regulacyjnym PSE S.A. oraz Affärsverket Svenska Kraftnat (OSP Szwecji), realizowana jest w trybie aukcji typu *implicite* w ramach mechanizmu łączenia rynków dnia następnego (*ang. Market Coupling*), organizowanych przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE) i Nord Pool Spot AS (NPS). Zasady alokacji zdolności przesyłowych na połączeniu Polska - Szwecja oraz rozliczeń z tego tytułu zostały określone w czterostronnej umowie *Market Coupling Agreement*, której sygnatariuszami są giełdy energii elektrycznej: Towarowa Giełda Energii S.A. i Nordpool Spot AS oraz operatorzy systemów przesyłowych Polski i Szwecji.

Oferowane w latach 2021 i 2022 zdolności przesyłowe na tym połączeniu w kierunku eksportu i importu wynikały z dopuszczalnego obciążenia kabla DC i stacji konwerterowych oraz z ograniczeń wynikających ze standardów bezpieczeństwa oraz zasad prowadzenia ruchu i planowania pracy KSE, określonych w IRiESP.³⁰ W kierunku eksportu zdolności przesyłowe w dniach roboczych oferowano głównie w strefie nocnej. W układzie sieci bez wyłączeń, oferowane moce wynosiły na ogół 300 MW. W kierunku importu moce oferowane były głównie w strefie dziennej. W układzie sieci bez wyłączeń oferowane moce wynosiły na ogół 600 MW. Oferowane przez PSE S.A. zdolności przesyłowe, niższe niż nominalna zdolność przesyłowa samego połączenia stałoprądowego, wynikały z występujących ograniczeń sieciowych oraz ograniczeń związanych z koniecznością spełnienia kryteriów bezpieczeństwa pracy KSE, określonych w IRiESP.

Kierunek i wolumen przepływu energii elektrycznej na połączeniu SwePol Link wynika z bieżących relacji cenowych pomiędzy rynkiem skandynawskim i polskim. Kierunek przepływu energii elektrycznej, wyznaczany jest na podstawie cen rozliczeniowych wyznaczonych na obu giełdach - od ceny niższej do wyższej.

Połączenie Polska – Litwa

W 2023 r. zakończono budowę linii 400 kV Ostrołęka – Stanisławów, która była ostatnim elementem projektu „LitPol Link Stage II”, ujętego w liście projektów wspólnego zainteresowania (PCI), związanym jeszcze z budową połączenia LitPol Link oddanego do użytku w grudniu 2015 r. Linia ta ma również znaczenie dla bezpieczeństwa pracy synchronicznej systemów państw bałtyckich po synchronizacji z obszarem synchronicznym Europy kontynentalnej.

Drugim, obecnie planowanym i przygotowywanym połączeniem związanym z synchronizacją jest linia o nazwie Harmony Link. Jest to główny element projektu synchronizacji i był rozpatrywany jako podmorski kabel prądu stałego (HVDC) Polskę i Litwę wraz z inwestycjami towarzyszącymi we państwach bałtyckich i Polsce. Ze względu na znaczny wzrost kosztów i dużą liczbę zamówień u producentów kabli prądu stałego i stacji przekształtnikowych, przetargi na planowane połączenie HVDC *Harmony Link* zostały anulowane w kwietniu 2023 r. OSP z Polski i Litwy rozpoczęli przygotowania do nowych przetargów. Obecnie trwają analizy rozwiązań, które mogłyby obniżyć koszty i umożliwiłyby uruchomienie drugiego połączenia w najkrótszym możliwym czasie.

Jedną z możliwości branych pod uwagę przez PSE i Litgrid jest kabel lądowy o napięciu 220kV, który mógłby częściowo zostać zbudowany równolegle z trasą planowanej linii kolejowej Rail Baltica lub drogi Via Baltica między Polską a Litwą. Według wstępnej oceny, wybór tego wariantu może pozwolić na zmniejszenie kosztów projektu i szybszą realizację.

³⁰ Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Systemu Przesyłowego

Synchronizacja systemów państw bałtyckich z Europą kontynentalną

W dniu 28 czerwca 2018 r. została podpisana na szczęblu premierów Polski, Łotwy i Estonii, Prezydent Litwy i Przewodniczącego Komisji Europejskiej polityczna mapa drogowa synchronizacji systemu elektroenergetycznego państw bałtyckich z systemem Europy kontynentalnej poprzez obecne połączenie LitPol Link.

Kolejnym krokiem była mapa drogowa wdrożenia procesu synchronizacji podpisana na takim samym szczęblu politycznym z dnia 20 czerwca 2019 r. w której doprecyzowano działania inwestycyjne związane z synchronizacją, w tym budową drugiego połączenia Polska – Litwa, jako kabel podmorski Harmony Link uzupełniający połączenie poprzez LitPol Link. Dokument też wskazywała na znaczne zaangażowanie w tym finansowe Komisji Europejskiej, z budżetu funduszu Łącząc Europę (Connecting Europe Facility).

Przyjęta w dnia 19 grudnia 2023 r. na szczęblu ministrów ds. energii państw bałtyckich i Polski oraz Komisarz UE ds. Energii, deklaracja polityczna potwierdziła przyspieszoną datę synchronizacji, tj. luty 2025 r. oraz wskazała, m.in. dwie możliwe alternatywy realizacji dodatkowego wobec LitPol Link połączenia pomiędzy Polską i Litwą, tj. Harmony Link. Możliwe warianty to stałoprądowe połączenie podmorskie bądź lądowe połączenie wzdłuż korytarza połączenia kolejowego Rail Baltica.

Połączenie z Ukrainą

Obecnie Polska posiada dwa połączenia z Ukrainą: linie 400 kV Rzeszów – Chmielnicka EJ oraz 220 kV Zamość–Dobrotwór.

Pierwsze z nich ma możliwość do dwustronnego przesyłu energii, zdolności przesyłowe na połączeniu są od stycznia 2024 r. udostępniane w ramach przetargów skoordynowanych przez Biuro Aukcyjne JAO, na kontraktach dnia następnego. Wymiana handlowa jest realizowana w ramach wielkości wynikających z technicznych możliwości przesyłowych i warunków rynkowych uzgodnionych na szczęblu ENTSO-E.

Zdolności przesyłowe drugiego z połączeń służą wyłącznie do importu energii z Ukrainy, z wydzielonych bloków w elektrowni Dobrotwór i są udostępniane w ramach jednostronnych kontraktów miesięcznych organizowanych przez PSE SA. Import jest realizowany w ramach dostępności bloków wytwórczych i warunków rynkowych. Zdolności przesyłowe połączenia po stronie polskiej są udostępniane na warunkach rynkowych w ramach aukcji miesięcznych, organizowanych przez PSE.

Połączenie Rzeszów–Chmielnicka było wyłączone z eksploatacji od 1993 r. W 2022 r. po wybuchu wojny w Ukrainie podjęto decyzję o rozpoczęciu prac nad wznowieniem funkcjonowania połączenia Rzeszów–Chmielnicka na napięciu 400 kV. Dzięki wspólnemu zaangażowaniu Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) oraz OSP Ukrainy Ukrenergo, w maju 2023 r. nastąpiło uruchomienie linii Rzeszów–Chmielnicka jako połączenia synchronicznego. Połączenie to umożliwi wymianę energii elektrycznej w obu kierunkach. Po okresie oferowania zdolności w procesie jednostronnego przetargu na zdolności przesyłowe, od 16 stycznia zdolności oferowane są przez Biuro Przetargowe JAO.

Połączenia w zachodniej części Polski

Projekty rozbudowy KSE związane są m.in. ze zwiększeniem zdolności przesyłowych na połączeniach Polski z Niemcami. Obejmują rozbudowę systemu przesyłowego w zachodniej części kraju: budowę 2-torowej linii 400 kV Krajnik – Baczyna – Plewiska oraz 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Czarna – Pasikurowice i 2-torowej linii 400 kV Mikułowa – Świebodzice. Realizacja projektów planowana jest do końca 2024 r. Powyższy zakres rozbudowy pozwoli na osiągnięcie 2000 MW zdolności przesyłowych. Rozbudowa sieci przesyłowych umożliwi między innymi wypełnienie wymogu CEP70 z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943, w zakresie obowiązku udostępniania uczestnikom rynku między obszarowych zdolności przesyłowych na poziomie nie niższym niż 70% zdolności przesyłowych dla danej granicy lub krytycznego elementu sieci wyznaczonych z uwzględnieniem granic bezpieczeństwa pracy systemu.

Rozwój połączeń transgranicznych- prognoza

Podstawowe informacje na temat obecnej i prognozowanej sytuacji w zakresie połączeń wzajemnych, przedstawiono w tabeli (Tabela 4.2). Sumaryczna moc na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2020 r. wyniosła ok. 11 850 MW w sezonie zimowym i 11 470 MW w sezonie letnim.

Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	Połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030-2040
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	2078	3492/2744	3492/2744
Niemcy	Mikulowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/Dobrzeń - Nosovice/Albrechtice	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480
Czechy	Kopanina/Bujaków-Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/774	800/774
Słowacja	Krosno Iskrzynia-Lemšany	2078	2078	2078	2078	2772	2772
Szwecja	Słupsk-Stämo	600	600	600	600	600	600
Ukraina	Rzeszów - Chmielnicka	0	0	0	0	1039	1039
Ukraina	Zamość - Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	265/248	265/248
Litwa	Elk - Alytus	0	0	488	488	0	0
Litwa	Żamowiec-Darbenai lub Elk Gizai (Harmony Link)	0	0	0	0	0	700
SUMA		9953/9584	9953/9584	10441/10072	11849/11468	14380/13297	15080/13997

przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

Źródło: PSE S.A., Opracowanie własne ARE S.A.

Transgraniczna infrastruktura elektroenergetyczna pozwala na realizację handlu transgranicznego energią elektryczną. Cechą pracy systemów elektroenergetycznych, szczególnie w dobie dynamicznego rozwoju źródeł odnawialnych, jest okresowe występowanie nadwyżek lub niedoborów energii, co prowadzić może między innymi do ograniczeń w przesyłach energii elektrycznej pomiędzy sąsiednimi systemami elektroenergetycznymi, powodując czasowe ograniczenia wymiany handlowej. Ograniczenia w przesyłach mogą być także związane z pracami remontowymi, awariami sieciowymi czy ograniczeniami wprowadzanymi przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci. W poniższej tabeli (Tabela 4.3) przedstawione zostały zdolności przesyłowe netto (całkowite zdolności przesyłowe pomniejszone o margines bezpieczeństwa wyznaczany przez operatora systemu przesyłowego).

Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	2010	2015	2020	2025	2030-2040
PL→DE/CZ/SK	900	1000	3899/3847	3899/3847	3899/3847
DE/CZ/SK→PL	0	0	3890	4758/4632	4758/4632
PL→SE	100	100	600	600	600
SE→PL	600	600	600	600	600
PL→UA	0	0	0	425	425
UA→PL	220	220	220	365/348	365/348
PL→LT	0	500	500	0	700
LT→PL	0	500	500	0	700
PL export	1000	1600	4999/4947	4924/4872	5624/5572
PL import	820	1320	5210/5158	5723/5580	6423/6280

*sezon zimowy/sezon letni

Źródło: Scenario outlook and adequacy forecast, Mid-term Adequacy Forecast, ENTSOE

W uzgodnionych w dniu 24 października 2014 r. przez Radę Europejską ramach polityki energetyczno-klimatycznej znalazła się również kwestia elektroenergetycznych połączeń systemowych, dla których przyjęto poziom docelowy w wysokości 15%. Ponadto, w *Dyrektywie 2005/89/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 18 stycznia 2006 r. dotyczącej działań na rzecz zagwarantowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i inwestycji infrastrukturalnych*³¹, ustanowiono środki służące zagwarantowaniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tak aby zapewnić właściwe funkcjonowanie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz odpowiedniego zakresu połączeń międzysystemowych między państwami członkowskimi i równowagę między podażą a popytem. W dyrektywie tej zapisano: „(13) Rada Europejska w Barcelonie w dniach 15 i 16 marca 2002 r. uzgodniła poziom przesyłowych połączeń międzysystemowych pomiędzy Państwami Członkowskimi. (...) Istnienie odpowiedniej fizycznej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych, niezależnie od tego, czy są to połączenia transgraniczne, czy nie, jest sprawą kluczową, ale nie jest warunkiem wystarczającym dla pełnego rozwoju konkurencji. (...)”

Współczynnik połączeń międzysystemowych wyznaczany jest jako iloraz zdolności przesyłowych netto połączeń międzysystemowych w kierunku importu oraz całkowitej mocy zainstalowanej netto w krajowym systemie elektroenergetycznym. Zgodnie z przytoczoną definicją, stopień połączeń międzysystemowych wyniósł w 2020 r. ok. 12,6%. W scenariuszu WEM poziom tego wskaźnika wynosi w 2030 r. 5,9% a w 2040 4,7% (Tabela 4.4).

Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych

	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Moc zainstalowana MW	33 200	37 290	39 535	69 634	96 131	111 201	135 724
NTC import/eksport MW	820/ 1 000	1 320/ 1 600	5 210/ 4 999	5 723/ 4 924	6 423/ 5 624	6 423/ 5 624	6 423/ 5 624
Wskaźnik połączeń import/eksport %	2,5/ 3,0%	3,5/ 4,3	13,2/ 12,6	8,2/ 7,1	6,7/ 5,9	5,8/ 5,1	4,1/ 4,7

Źródło: Prognozy ARE S.A. i PSE S.A.

4.1.2. Gaz ziemny

Obecny poziom połączeń transgranicznych i główne połączenia międzysystemowe

Transgraniczną wymianę gazu ziemnego umożliwiają połączenia międzysystemowe pomiędzy Krajowym Systemem Przesyłowym (KSP) a systemami krajów ościennych. Dodatkowo KSP jest połączony z Systemem Gazociągów Tranzytowych (SGT) w dwóch Punktach Wzajemnego Połączenia we Włocławku i Lwówku.

Zgodnie z art. 9h ust. 2 i art. 9k ustawy – Prawo energetyczne na terytorium RP wyznacza się jednego operatora systemu przesyłowego gazowego albo jednego operatora systemu połączonego gazowego, działającego w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Funkcję OSP, zarówno dla krajowego systemu przesyłowego, jak i polskiego odcinka gazociągu Jamał-Europa, na mocy decyzji Prezesa URE, do dnia 6 grudnia 2068 r. pełni OGP GAZ-SYSTEM S.A.

Właścicielem polskiego odcinka SGT jest spółka System Gazociągów Tranzytowych EuRoPol GAZ S.A.

Krajowy System Przesyłowy zarządzany przez OGP GAZ-SYSTEM S.A. zasilany jest przez punkty wejścia związane z:

1. Przywozem paliwa gazowego³²:

³¹ Dz. Urz. UE L 33 z 04.02.2006, str. 22

³² Dostawy gazu ziemnego do Polski w ramach kontraktu historycznego (kontrakt jamalski) zostały wstrzymane przez GAZPROM w kwietniu 2022 r. Ponadto od 1 stycznia 2023 r. OSP nie oferuje zdolności technicznych na punktach Wysokoje, Kondratki Tietierowka. 15 lutego 2023 r. został złożony wniosek do Prezesa URE o usunięcie punktów

- a) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/UA TSO (Drozdowicze – granica polsko-ukraińska),
- b) Faxe – Baltic Pipe (połączenie Polska – Dania),
- c) Santaka (granica polsko-litewska),
- d) Vyrava (granica polsko-słowacka),
- e) Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Lasów³³– granica polsko-niemiecka),
- f) Cieszyn (granica polsko-czeska),
- g) System Gazociągów Tranzytowych (polski odcinek gazociągu Jamał-Europa):
 - Punkt Wzajemnego Połączenia (fizyczne punkty wejścia we Włocławku i Lwówku),
 - Mallnow (punkt wejścia do SGT z kierunku Niemiec),
- i) połączenia realizujące import lokalny:
 - Punkt GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS (Gubin - granica polsko-niemiecka),
 - Branice (granica polsko-czeska),
- j) punkt wejścia z Terminalu LNG w Świnoujściu.

2. Źródłami krajowymi:

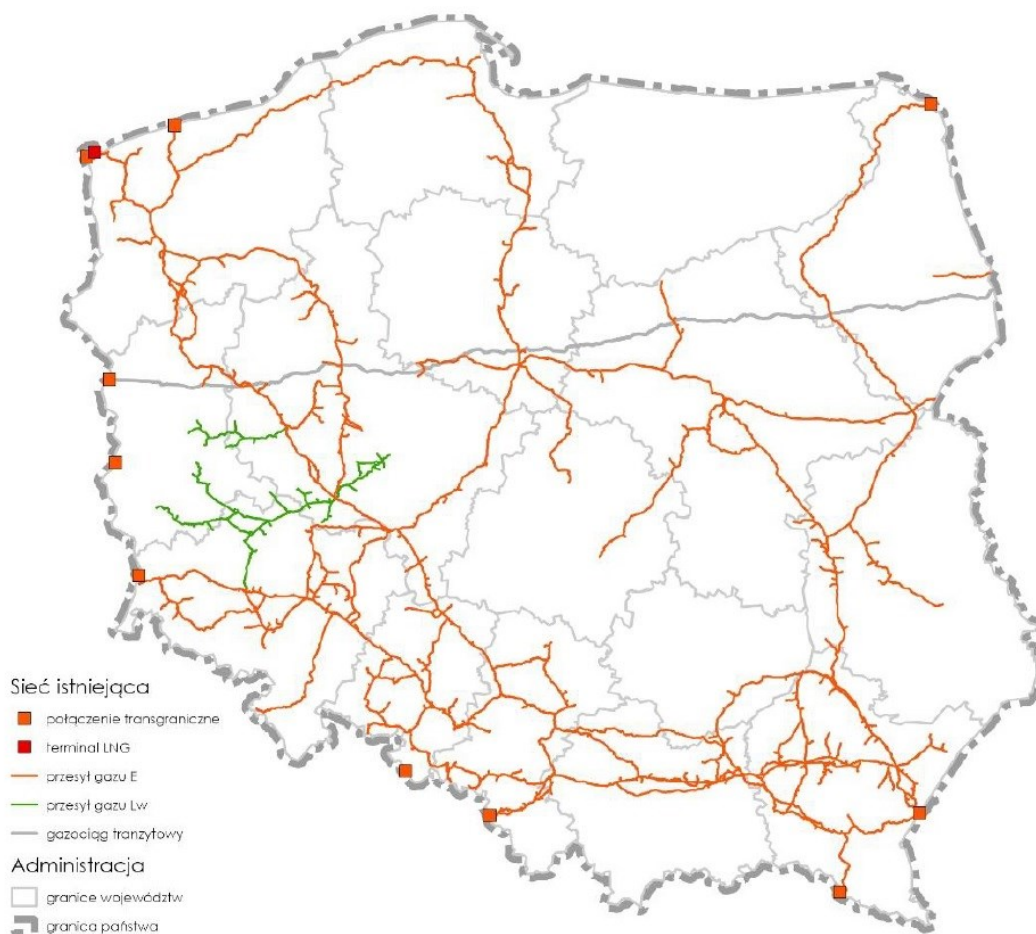
- a) kopalnie w systemie gazu ziemnego wysokometanowego,
- b) odazotownie Odolanów i Grodzisk,
- c) kopalnie w systemie gazu ziemnego zaazotowanego.

3. Podziemnymi magazynami gazu (PMG) – 7 instalacji magazynowych w systemie gazu wysokometanowego, które podczas realizacji odbioru gazu stanowią punkty wejścia do systemu przesyłowego:

- a) Grupa Instalacji Magazynowych Sanok (GIM Sanok) – obejmująca instalacje magazynowe PMG Husów, PMG Strachocina, PMG Swarzędów i PMG Brzeźnica,
- b) Grupa Instalacji Magazynowych Kawerna (GIM Kawerna) – obejmująca instalacje magazynowe KPMG Mogilno oraz KPMG Kosakowo,
- c) PMG Wierzchowice.

z listy punktów właściwych. Wniosek został zaakceptowany i Decyzją Prezesa URE z 28 marca 2023 r. punkty Wysokoje, Tietierowka i Kondratki zostały usunięte z listy punktów właściwych Krajowego Systemu Przesyłowego

³³ W 2016 r. punkty na połączeniu sieci ONTRAS (Niemcy) i GAZ-SYSTEM (Polska) Gubin, Kamminke oraz Lasów zostały połączone w punkt Grid Connection Point GAZ-SYSTEM/ONTRAS (GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS)



Rysunek 4.3. Krajowy system przesyłowy gazu

Źródło: Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

Obecnie PMG pozwalają zmagazynować łącznie 3 327,72 mln m³. Po zakończeniu rozbudowy największego magazynu gazu w Polsce (PMG Wierzchowice), łączna pojemność magazynów podziemnych w kraju zwiększy się do ok. 4,1 mld m³. Na rysunku poniżej (Rysunek 4.4) przedstawiono magazyny wysokometanowego gazu ziemnego grupy E wraz z ich lokalizacją (stan na 31.12.2023 r.).



Rysunek 4.4. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego

Źródło: GAZ-SYSTEM S.A.

W poniższej tabeli (Tabela 4.5) przedstawiono zdolności przesyłowe międzysystemowych punktów wejścia i wyjścia do polskiego systemu gazowego.

Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego

Punkt wejścia	Operator	Przepustowość techniczna		
		mld m ³ /rok	mln m ³ /d	GW/d
Faxe	Energinet / GAZ-SYSTEM	10,0	27,4	321,9
Santaka	AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM	1,9	5,2	58,1
Vyrava	Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM	5,7	15,6	173,9
Drozdowicze	LLC Gas Transmission System Operator of Ukraine / GAZ-SYSTEM S.A.	4,7	12,0	134,6
Mallnow	GASCADE Gastransport GmbH / GAZ-SYSTEM S.A.	9,1	25,0	277,6
Lasów	ONTRAS / GAZ-SYSTEM S.A.	1,6	4,4	48,7
Cieszyn	NET4GAS / GAZ-SYSTEM S.A.	0,6	2,5/0,4	28,0/4,3
Terminal LNG	GAZ-SYSTEM S.A.	6,2	19,7	227,3
Punkt wyjścia	Operator	Przepustowość techniczna	Punkt wejścia	Operator
Faxe	Energinet / GAZ-SYSTEM	10,0	27,4	321,9
Santaka	AB Amber Grid / GAZ-SYSTEM	1,9	5,2	58,1
Vyrava	Eustream a.s. / GAZ-SYSTEM	5,7	15,6	173,9
GCP GAZ-SYSTEM / ONTRAS	ONTRAS / GAZ-SYSTEM	0,003	0,008	0,08

Źródło: OSP GAZ-SYSTEM S.A.

Terminal LNG w Świnoujściu

W sierpniu 2008 r. Rada Ministrów uznała budowę terminalu LNG za inwestycję strategiczną dla interesu kraju. Prace nad projektem technicznym zostały zakończone w 2009 r., a sama budowa w 2015 r. Koszt budowy terminalu wyniósł około 3 mld PLN. Zdolności regazyfikacyjne terminalu były wówczas na poziomie 5 mld m³/rok. Pierwsza dostawa gazu została zrealizowana w czerwcu 2016 r. Na skutek trwającej rozbudowy Terminala (więcej poniżej) w 2022 r. jego nominalna moc regazyfikacyjna zwiększyła się do poziomu ok. 6,2 mld m³/rok.

Terminal skroplonego gazu ziemnego (LNG) w Świnoujściu, jest obecnie jedną z czterech dużej skali instalacji regazyfikacyjnych, działających w rejonie Morza Bałtyckiego. Pozostałymi terminalami funkcjonującymi w obrębie Morza Bałtyckiego są terminal FSRU w Kłajpedzie na Litwie, terminal FSRU w Lubminie w Niemczech oraz terminal FSRU w Inkoo. Inwestycje te w odróżnieniu od terminalu lądowego w Świnoujściu, wykorzystują rozwiązanie w postaci jednostki pływającej typu FSRU (*ang. Floating Storage Regasification Unit*).

Od 1 stycznia 2018 r. do 2034 r. ORLEN S.A. (dawniej PGNiG S.A.) posiada zakontraktowane 100% mocy infrastruktury regazyfikacyjnej terminalu w Świnoujściu. Dostawy LNG do Polski realizowane są przez ORLEN S.A. na mocy następujących kontraktów z:

- Qatar Liquefied Gas Company – z dnia 29 czerwca 2009 r. oraz z dnia 14 marca 2017 r. na dostawy 2 mln ton LNG rocznie, obowiązującego do 2034 r.;
- Cheniere Marketing International LLP z dnia 8 listopada 2018 r. na dostawy 1,45 mln ton LNG rocznie na okres od 2023 r. do 2042 r. i ok. 0,5 mln ton łącznie w latach 2019-2022;

Dodatkowo ORLEN S.A. posiada zawarte kontrakty na dostawy LNG z:

- Venture Global Calcasieu Pass LLC z dnia 28 września 2018 r., na dostawy 1,5 mln ton LNG rocznie przez okres 20 lat od 2023 r. Dodatkowo na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu dostawy LNG zwiększone zostały do poziomu 1,5 mln ton LNG rocznie;
- Venture Global Plaquemines LNG LLC z dnia 28 września 2018 r., wraz z aneksem z dnia 12 czerwca 2019 r. na dostawy 2,5 mln ton LNG przez okres 20 lat od uruchomienia terminalu przewidzianego na przełomie 2025 i 2026 r. Dodatkowo na mocy zawartego w dniu 2 września 2021 r. aneksu do umowy, dostawy LNG zwiększone zostały do poziomu 4 mln ton LNG rocznie.

- Sempra Infrastructure z dnia 25 stycznia 2023 r. na dostawy 1 mln ton LNG rocznie z terminalu Port Arthur w Teksasie przez okres 20 lat od 2027 r.

W 2022 r. przekazano do eksploatacji trzy ważne z punktu widzenia funkcjonowania systemu przesyłowego połączenia międzynarodowe. Połączenia z Danią, Słowacją oraz Litwą, pozwoliły na integrację rynków, zapewniając nowe przepustowości w systemie przesyłowym zarówno na kierunku importowym, jak i eksportowym.

Polska – Dania (Baltic Pipe)

To strategiczny projekt infrastrukturalny, którego celem było utworzenie nowego korytarza dostaw paliw gazowych na europejskim rynku. Umożliwia on przesyłanie paliwa gazowego bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce, a także do odbiorców w sąsiednich krajach. Projekt Baltic Pipe umożliwia także dostawy paliw gazowych z Polski na rynek duński i szwedzki. Dywersyfikacja dostaw poprzez umożliwienie dostępu do jego bezpośrednich źródeł w istotny sposób wpływa na poprawę bezpieczeństwa energetycznego całego regionu. Przesył gazociągiem Baltic Pipe uruchomiony został 1 października 2022 r. Gazociągi i tłocznia Baltic Pipe w Danii uzyskały docelowe parametry techniczne i mogą przesyłać 10 mld m³ rocznie, począwszy od 30 listopada 2022 r.

Polska – Litwa

Głównym celem tego projektu było połączenie odizolowanych rynków gazu państw bałtyckich (Litwy, Łotwy i Estonii) z rynkami gazu Unii Europejskiej za pośrednictwem nowego dwukierunkowego gazociągu. Projekt umożliwia integrację rynków gazu w rejonie Morza Bałtyckiego, a także zmniejszenie uzależnienia krajów bałtyckich i Finlandii od dostaw wyłącznie z jednego kierunku. W maju 2022 r. uruchomione zostało połączenie Polska – Litwa (GIPL). Połączenie umożliwia dwukierunkowy przesył paliw gazowych (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 1,9 mld m³/rok, w kierunku Litwy 2,4 mld m³/rok).

Polska – Słowacja

Interkonektor Polska – Słowacja to część europejskiej inicjatywy związanej z budową Korytarza Północ – Południe. Połączenie to przyczyniło się do zwiększenia regionalnego bezpieczeństwa dostaw oraz integracji rynków gazu w Europie Środkowo-Wschodniej i Południowo-Wschodniej. W wyniku realizacji projektu, kraje regionu uzyskały bezpośredni dostęp do nowych źródeł dostaw gazu z kierunku północnego – takich jak w pełni operacyjne terminale LNG na Morzu Bałtyckim (Terminal LNG w Świnoujściu, Kłajpeda LNG poprzez Interkonektor Polska-Litwa) oraz z Norwegii (Baltic Pipe), jak również z kierunku południowego. Pozwala to na poprawę efektywności rynków gazu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Połączenie Polska – Słowacja komercyjnie uruchomiono 12 listopada 2022 r. i umożliwia dwukierunkowy przesył gazu (przepustowość techniczna: w kierunku Polski 5,7 mld m³/rok, w kierunku Słowacji 4,7 mld m³/rok)³⁴.

Plany rozbudowy połączeń międzysystemowych

Terminal LNG

Celem rozbudowy Terminalu LNG w 2024 r. jest zwiększenie mocy regazyfikacyjnej do ok. 8,3 mld m³ gazu ziemnego rocznie oraz wprowadzenie nowych funkcjonalności tej instalacji. Rozbudowa terminalu obejmuje trzy zadania: zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej instalacji technologicznej przez dodatkowe urządzenia SCV (pompy metanowe, regazyfikatory); dodatkowe pojemności poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny; zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża oraz dywersyfikację transportu lądowego przez instalację przeładunkową LNG wraz z bocznicą kolejową. W 2022 r. zrealizowano 1 etap prac polegający na rozbudowie infrastruktury o nowe regazyfikatory SCV i pompy LNG pozwalające na zwiększenie nominalnej mocy regazyfikacyjnej terminalu do poziomu ok. 6,2 mld m³/rok.

³⁴ Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

Drugi etap rozbudowy terminalu ma na celu zwiększenie zdolności regazyfikacyjnej do poziomu ok. 8,3 mld m³/r, poprzez wybudowanie trzeciego zbiornika na skroplony gaz ziemny (ok. 180 tys. m³ wraz z wymaganymi instalacjami i urządzeniami oraz zwiększenie elastyczności dostaw do terminalu dzięki budowie drugiego nabrzeża wraz z urządzeniami i instalacjami towarzyszącymi. Zakończenie inwestycji planowane jest w II kw. 2024 r.

FSRU w Zatoce Gdańskiej

Terminal FSRU (ang. Floating Storage Regasification Unit) w Zatoce Gdańskiej jest jednym ze strategicznych projektów energetycznych Polski. Celem inwestycji jest stworzenie nowej infrastruktury, która umożliwi odbiór skroplonego gazu ziemnego (ang. liquefied natural gas – LNG) dostarczanego drogą morską z różnych rejonów świata. Realizacja projektu zwiększy bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz państw regionu Europy Środkowo-Wschodniej. Inwestycja obejmuje m.in. zacumowanie w Zatoce Gdańskiej pływającego terminalu FSRU przystosowanego do odbioru i regazyfikacji skroplonego gazu ziemnego oraz świadczenia usług dodatkowych. Elementami przedsięwzięcia są również budowa gazociągu podmorskiego oraz rozbudowa krajowej sieci gazociągów przesyłowych, dzięki czemu możliwy będzie przesył gazu z Gdańska do centralnej Polski.

Komisja Europejska przyznała projektowi dofinansowanie bezzwrotne w ramach instrumentu „Łącząc Europę” (ang. Connecting Europe Facility – CEF) oraz pożyczkę ze środków instrumentu RePowerEU w kwocie ok 631 mln EUR na budowę gazociągów lądowych Gdańsk- Gustorzyn. Terminal FSRU przystosowany będzie do prowadzenia procesu regazyfikacji na poziomie 6,1 mld m³ gazu ziemnego rocznie. Termin zakończenia inwestycji przewidziany jest na 2027 r., natomiast przyjęcie pierwszej jednostki ma nastąpić w 2028 r.³⁵

Oprócz wymienionych wcześniej projektów, ważnymi dla bezpieczeństwa pokrycia zapotrzebowania na gaz ziemny w kraju jest kontynuacja prac związanych z utrzymaniem dotychczasowego poziomu wydobycia krajowego (według ocen PIG, istnieją przesłanki odkrycia nowych znaczących złóż gazu ziemnego).

Rozwój połączeń transgranicznych – prognoza

W poniższej tabeli (Tabela 4.6) przedstawiono zdolności przesyłowe międzysystemowych punktów wejścia do polskiego systemu gazowego w perspektywie 2040 r.

³⁵ „terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej” – OGP Gaz-System

Tabela 4.6. Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego

Punkt graniczny	Połączenie	2015		2020		2025		2030		2035		2040	
		Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]
Świnoujście (zdolność regazyfikacji)	Terminal LNG	5 000	5 274	6 200	6 572	8 300	8 798	8 300	8 798	8 300	8 798	8 300	8 798
Lasów	Polska- Niemcy	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663	1 577	1 663
Gubin	Polska- Niemcy	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
Brieskow- Finkenheerd/ Słubice EWE	Polska- Niemcy	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240
Branice	Polska- Czechy	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Cieszyn	Polska- Czechy	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961
Drozdowice/ Hermanowice	Polska- Ukraina	5 694	6 006	5 694	6 006	4 400	4 664	4 400	4 664	4 400	4 664	4 400	4 664
Tietierowka k/Białegostoku	Polska- Białoruś	237	249	237	249	0	0	0	0	0	0	0	0
Wysokoje k/Janowa Podlaskiego	Polska- Białoruś	5 475	5 775	5 475	5 775	0	0	0	0	0	0	0	0
Włocławek*	Polska- Białoruś	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240	8 760	9 240
Lwówek*	Polska- Białoruś	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495	2 365	2 495
Kondratki k/Białegostoku EUROPOL	Polska- Białoruś	33 744	35 594	33 744	35 594	0	0	0	0	0	0	0	0
Kamminke k/Świnoujścia	Polska- Niemcy	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139

Punkt graniczny	Połączenie	2015		2020		2025		2030		2035		2040	
		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna		Zdolność przesyłowa roczna	
		bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]	bez korekty temp. [mln m ³ w 0°C]	po korekcie temp. [mln m ³ w 15°C]
Hermanowice/Drozdowice	Polska-Ukraina	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310	2 190	2 310
Mallnowk/Stubic EUROPOL	Polska-Niemcy	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342	30 660	32 342
Mallnowk/Stubic EUROPOL rewers	Polska-Niemcy	6 090	6 424	6 090	6 424	6 090	6 424	6 090	6 424	6 090	6 424	6 090	6 424
Baltic Pipe	Polska-Dania	0	0	0	0	10 000	10 549	10 000	10 549	10 000	10 549	10 000	10 549
FSRU Zatoka Gdańska	Pływający terminal LNG	0	0	0	0	0	0	6 100	6 500	6 100	6 500	6 100	6 500

Źródło: ARE SA

4.2. Infrastruktura do przesyłu energii

4.2.1. Energia elektryczna

a) Kluczowe parametry istniejącej infrastruktury przesyłowej energii elektrycznej.

Operatorem systemu przesyłowego (OSP) – zdefiniowanym w ustawie Prawo energetyczne - jest przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem energii elektrycznej, jest spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. Wynika to z koncesji wydanej przez Prezesa URE w dniu 16 czerwca 2014 r., na okres od 2 lipca 2014 r. do 31 grudnia 2030 r.

PSE S.A. jest właścicielem i zarządzającym siecią przesyłową najwyższych napięć, którą tworzyło (stan na 31 grudnia 2022 r.):

- 303 linii o łącznej długości 15 964 km, w tym:
 - 131 linii o napięciu 400 kV, o łącznej długości 8 562 km,
- 171 linii o napięciu 220 kV, o łącznej długości 7 288 km,
- 110 stacji najwyższych napięć (NN),
- podmorskie połączenie 450 kV DC Polska – Szwecja, o całkowitej długości 254 km, z czego 127 km należy do PSE S.A.

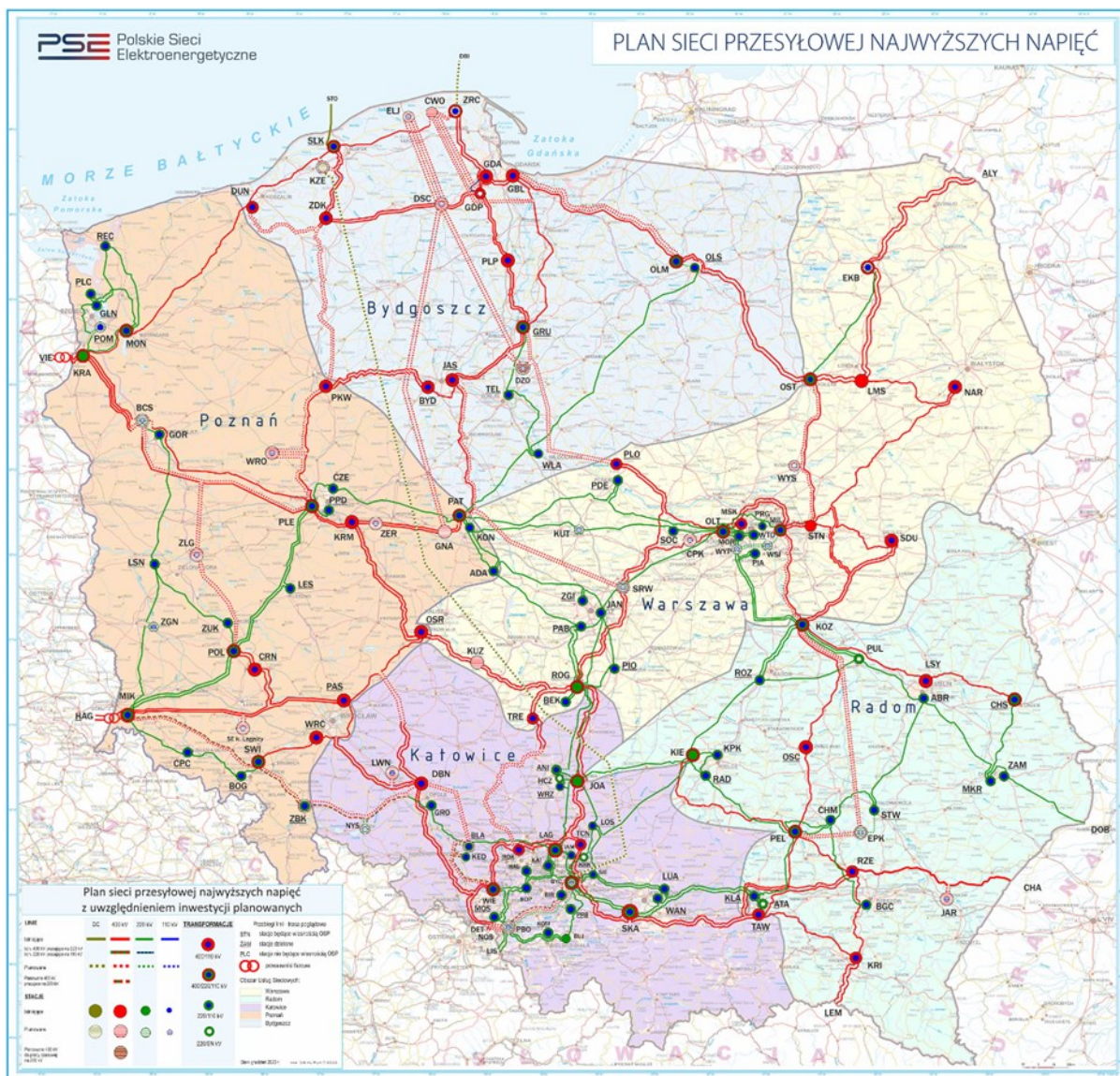
Charakterystykę głównych pozycji infrastruktury technicznej krajowego podsektora przesyłu oraz dystrybucji energii elektrycznej przedstawiono w tabeli (Tabela 4.7). Aktualny schemat sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć, przedstawia rysunek poniżej (Rysunek 4.5).

Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2015	2020	2022
DŁUGOŚĆ LINII ELEKTROENERGETYCZNYCH NAPOWIETRZNYCH:						
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	45 378	46 112	47 177	48 923	49 661
750kV	km	114	114	114	114	114
400kV	km	4 831	5 303	5 984	7 823	8 490
220kV	km	8 123	8 088	8 054	7 461	7 369
110kV	km	32 310	32 607	33 025	33 525	33 688
- średnie napięcia (SN)	km	233 855	234 741	233 044	227 043	225 032
- niskie napięcia (nN)	km	286 994	289 977	316 589	317 205	321 393
Razem wszystkie napięcia	km	566 227	570 830	596 810	593 171	596 086
DŁUGOŚĆ LINII KABLOWYCH:						
- wysokie napięcia (NN+WN)	km	79	164	467	769	951
- średnie napięcia (SN)	km	61 988	68 998	79 382	92 651	97 345
- niskie napięcia (nN)	km	125 776	140 320	160 510	177 159	185 834
Razem wszystkie napięcia	km	187 843	209 482	240 359	270 579	284 130
LICZBA STACJI O GÓRNYM NAPIĘCIU:						
400i750kV	szt.	31	35	44	53	50
220kV	szt.	67	67	64	61	62
110kV	szt.	1 356	1 405	1 517	1 574	1 639
- średnie napięcia (SN)	szt.	236 067	246 562	258 835	269 726	274 088
Razem wszystkie napięcia	szt.	237 521	248 069	260 460	271 414	275 839
LICZBA TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:						

Wyszczególnienie	Jednostka miary	2005	2010	2015	2020	2022
- NN/(NN+WN)	szt.	168	185	202	224	220
- WN/SN	szt.	2 527	2 553	2 744	2 882	2 975
- SN/SN	szt.	264	1 215	1 183	1 191	1 260
- SN/nN	szt.	237 595	247 479	258 847	267 402	271 142
Razem	szt.	240 554	251 432	262 976	271 699	275 597
MOC TRANSFORMATORÓW SIECIOWYCH O PRZEKŁADNI:						
- NN/(NN+WN)	MVA	37 812	42 302	50 610	62 400	61 119
- WN/SN	MVA	46 904	49 700	56 202	62 789	65 218
- SN/SN	MVA	1 055	5 280	5 305	5 560	6 108
- SN/nN	MVA	40 858	44 135	48 356	52 449	53 946
Razem	MVA	126 629	141 417	160 473	183 198	186 391
LICZBA PRZYŁĄCZY:						
- napowietrznych	tys. szt.	5 633	5 635	5 479	5 315	5 245
- kablowych	tys. szt.	719	989	1 285	1 950	2 136
Razem	tys. szt.	6 352	6 624	6 764	7 265	7 381
DŁUGOŚĆ PRZYŁĄCZY:						
- napowietrznych	km	119 829	120 595	115 223	109 966	109 172
- kablowych	Km	23 837	32 320	44 610	60 214	66 548
Razem	km	143 666	152 915	159 833	170 180	175 720

Źródło: ARE S.A. na podstawie wyników badania 1.44.02.



Rysunek 4.5. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.)

PSE S.A. realizują inwestycje w rozwój sieci na podstawie Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego, przygotowywanego przez PSE i zatwierdzanego przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Plan Rozwoju skupia się na inwestycjach wspierających transformację energetyczną Polski (w tym integrację znacznych mocy OZE z Krajowym Systemem Energetycznym), oraz wspierających bezpieczeństwo pracy KSE. W okresie 2015-2019, PSE przekazało łącznie 7,7 mld PLN na inwestycje, co pozwoliło na zmodernizowanie 344 linii elektroenergetycznych, i 54 stacji elektroenergetycznych. Dodatkowo w ramach tych środków powstało 6 nowych stacji i 1440 nowych linii elektroenergetycznych. Z kolei w okresie 2020-2022 nakłady inwestycyjne wyniosły 3,35 mld PLN, i kolejne 6,9 mld PLN jest planowane przez PSE do zainwestowania w latach 2023-2024. Z funduszy tych ma powstać kolejne 2 784 nowe linie i 3 stacje elektroenergetyczne.

Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN]

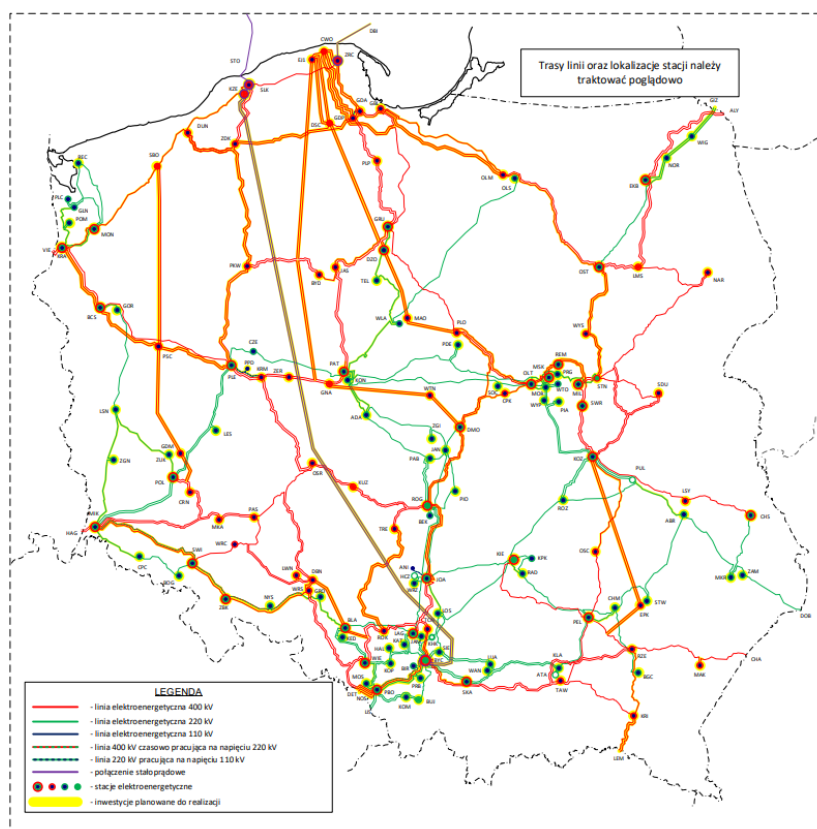
Nakłady inwestycyjne	2005	2010	2015	2020	2022
OSP	481,9	492,6	1536,1	1109,6	1269,5

Źródło: ARE SA

b) Prognozy dotyczące wymogów w zakresie rozbudowy sieci, co najmniej do 2040 r. (z uwzględnieniem perspektywy do 2030 r.)

Co kilka lat Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. publikuje Plan Rozwoju Systemu Przesyłowego. Najnowsza wersja tego dokumentu została opublikowana w 2024 r. i obejmuje swoim zakresem analizę rozwoju sieci na okres 2025-2034. Dokument ten stanowi podstawę planowania inwestycji przez krajowego operatora sieci przesyłowych. W ramach dokumentu tego rozpoznane zostały kluczowe dla przyszłości bezpieczeństwa sieci czynniki, takie jak:

- Dywersyfikacja majątku wytwórczego (wzrost udziału OZE i spadek znaczenia źródeł konwencjonalnych)
- Spodziewany dalszy rozwój źródeł wytwórczych wiatrowych i fotowoltaicznych
- Wzrost szczytowego zapotrzebowanie na moc w kraju
- Rozwój elektromobilności i technologii magazynowania energii
- Przygotowanie sieci na odbiór mocy ze źródeł morskich farm wiatrowych i elektrowni jądrowej



Rysunek 4.6. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza

Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025 - 2034, PSE S.A.

We wspomnianym planie zidentyfikowano działania inwestycyjne w zakresie rozbudowy i modernizacji sieci. W ramach planu przewidziano również zadania z zakresu inwestycji w teleinformatykę sieci przesyłowych, a także działania inwestycyjne w zakresie budynków i budowli oraz regulacji stanu prawnego nieruchomości.

W efekcie tych wszystkich działań ma powstać:

- 1615 km nowych linii stałoprądowych HVDC,
- 4 825 km nowych linii 400 kV,
- 263 km nowych linii 220 kV,
- 1 440 km zmodernizowanych linii 400 kV,
- 1 721 km zmodernizowanych linii 220 kV,
- 7 500 MVA nowych zdolności transformacji 400/220 kV,
- 30 990 MVA nowych zdolności transformacji 400/110 kV,

- 8 110 MVA nowych zdolności transformacji 220/110 kV,
- 2 400 MVar nowych zdolności kompensacji mocy biernej.

Oprócz oddania do eksploatacji nowych elementów infrastruktury nastąpi wycofanie zużytku najstarszych urządzeń. Szacowane przez PSE S.A. nakłady inwestycyjne na realizację założonych inwestycji mają wynieść ponad 64,3 mld zł.

Również Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych przedstawili swoje Plany Rozwoju na najbliższe lata. W planach tych nie podano informacji na temat prognozowanych nakładów inwestycyjnych, przedstawiono jednak zakres planowanych modernizacji i rozbudowy sieci.

PGE Dystrybucja S.A. planuje do 2027 r. osiągnąć 30% udział sieci kablowych w sieci SN. Według stanu na 2023 r., spółka rozpoznała 1672 zadania związane z przyłączeniem nowych odbiorców oraz 1460 zadania związane z przyłączeniem nowych źródeł do sieci dystrybucyjnej.

TAURON Dystrybucja S.A. w ramach swojego planu rozwoju przewiduje kilkadziesiąt tysięcy zadań inwestycyjnych, od przyłączenia nowych odbiorców i wytwórców, poprzez modernizację istniejącej infrastruktury sieciowej, po kontynuację procesu wymiany liczników na inteligentne.

ENERGA Operator S.A. w swoim dokumencie przedstawiła plany przyłączenia 917 nowych odbiorców oraz 395 nowych źródeł wytwórczych. W Planie Rozwoju wymieniono również 559 zadań inwestycyjnych związanych z modernizacją i odtworzeniem majątku sieciowego.

ENEA Operator Sp. z o. o. w ramach Planu Rozwoju rozpoznała konieczność przyłączenia 953 nowych odbiorców i 192 nowych źródeł wytwórczych. Zidentyfikowano również 733 inwestycje związane z odtworzeniem i modernizacją majątku sieciowego.

Wszystkie przedsiębiorstwa dystrybucyjne są również zobowiązane prawem energetycznym do zainstalowania liczników energii elektrycznej klasy AMI do 2028 r. u co najmniej 80% swoich odbiorców podłączonych na niskim napięciu.

4.2.2. Gaz ziemny

Operatorem systemu przesyłowego gazu ziemnego w Polsce jest spółka OGP GAZ-SYSTEM S.A. Operator gazociągów przesyłowych został wyznaczony decyzją Prezesa URE z 2006 r. Jego głównymi zadaniami są: zarządzanie krajową siecią przesyłową, eksploatacja terminalu skroplonego gazu ziemnego w Świnoujściu oraz zapewnienie ciągłego niezawodnego przesyłania gazu pomiędzy źródłami i odbiorcami w Polsce. Koncesja operatora systemu przesyłowego GAZ-SYSTEM S.A. jest ważna do 6 grudnia 2068 r.

W 2023 r. spółka GAZ-SYSTEM S.A. zarządzała siecią gazociągów przesyłowych, o długości ponad 12 tys. km. W systemie przesyłowym operowało 66 wejść – zarówno importowych jak i eksportowych, (punkty dostaw gazu z kopalń lub tłoczni gazu) oraz 880 wyjścia z systemu (głównie połączenia z systemami dystrybucyjnymi i punktami odbioru gazu przez odbiorców końcowych).

Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego

Element Systemu Przesyłowego	Jednostka	2011	2015	2020	2023
Gazociągi systemowe	km	9853	10996	11056	12805
Węzły systemowe	szt.	57	58	34	36
Stacje gazowe		869	881	864	828
Tłocznie gazu		14	14	15	14

Źródło: OGP GAZ-SYSTEM S.A.

System przesyłowy składa się z dwóch współpracujących ze sobą systemów:

- Systemu Gazociągów Tranzytowych,

- Krajowego Systemu Przesyłowego, na który składają się dwa systemy gazu ziemnego:
 - wysokometanowego E,
 - zaazotowanego Lw.

System przesyłowy zasilany jest w gaz z następujących Punktów Wejścia:

- 1) Punkty wejścia związane z importem gazu:
 - a) Granica wschodnia:
 - i) Drozdowicze – granica polsko-ukraińska;
 - b) Granica zachodnia:
 - i) Lasów – granica polsko-niemiecka,
 - ii) Mallnow – granica polsko-niemiecka (punkt wejścia / wyjścia do/z SGT);
 - c) Granica południowa:
 - i) Cieszyn – granica polsko-czeska,
 - ii) Vyrava – granica polsko-słowacka;
 - d) Północ kraju:
 - i) Terminal LNG w Świnoujściu,
 - ii) Santaka – granica polsko-litewska;
 - e) KSP współpracuje z SGT poprzez:
 - i) Punkt Wzajemnego Połączenia (PWP), na który składają się fizyczne punkty we Włocławku i Lwówku;
- 2) Połączenia realizujące import lokalny:
 - a) Branice – granica polsko-czeska,
 - b) Gubin – granica polsko-niemiecka;
- 3) Punkty wejścia związane ze złożami krajowymi:
 - a) w systemie gazu wysokometanowego,
 - b) w systemach gazu zaazotowanego;
- 4) Odazotownia Odolanów, Odazotownia Grodzisk;
- 5) Punkty wejścia związane z siedmioma Podziemnymi Magazynami Gazu (PMG), które podczas realizacji odbioru gazu są punktami wejścia do systemu.

System przesyłowy gazu ziemnego zaazotowanego obejmuje swoim zasięgiem fragmenty zachodniej Polski na obszarze 3 województw: lubuskiego, wielkopolskiego oraz dolnośląskiego. Zasilany jest gazem ze złóż zlokalizowanych na Niżu Polskim przez kopalnie gazu: Kościan-Brońsko, Białcz, Radlin, Kaleje (Mchy) oraz Roszków. Dodatkowo system jest zasilany gazem z kopalni Wielichowo, który do osiągnięcia parametrów gazu podgrupy Lw potrzebuje domieszanego gazu wysokometanowego w mieszalni gazu Grodzisk Wielkopolski. Poglądowy układ systemów przedstawiony został na rysunku (Rysunek 4.8).

Istotnym elementem infrastruktury gazowej są magazyny gazu ziemnego wysokometanowego. Obecnie funkcjonuje w Polsce siedem podziemnych magazynów gazu ziemnego. Ich parametry techniczne zostały przedstawione w poniższej tabeli (Tabela 4.10).

Tabela 4.10. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024

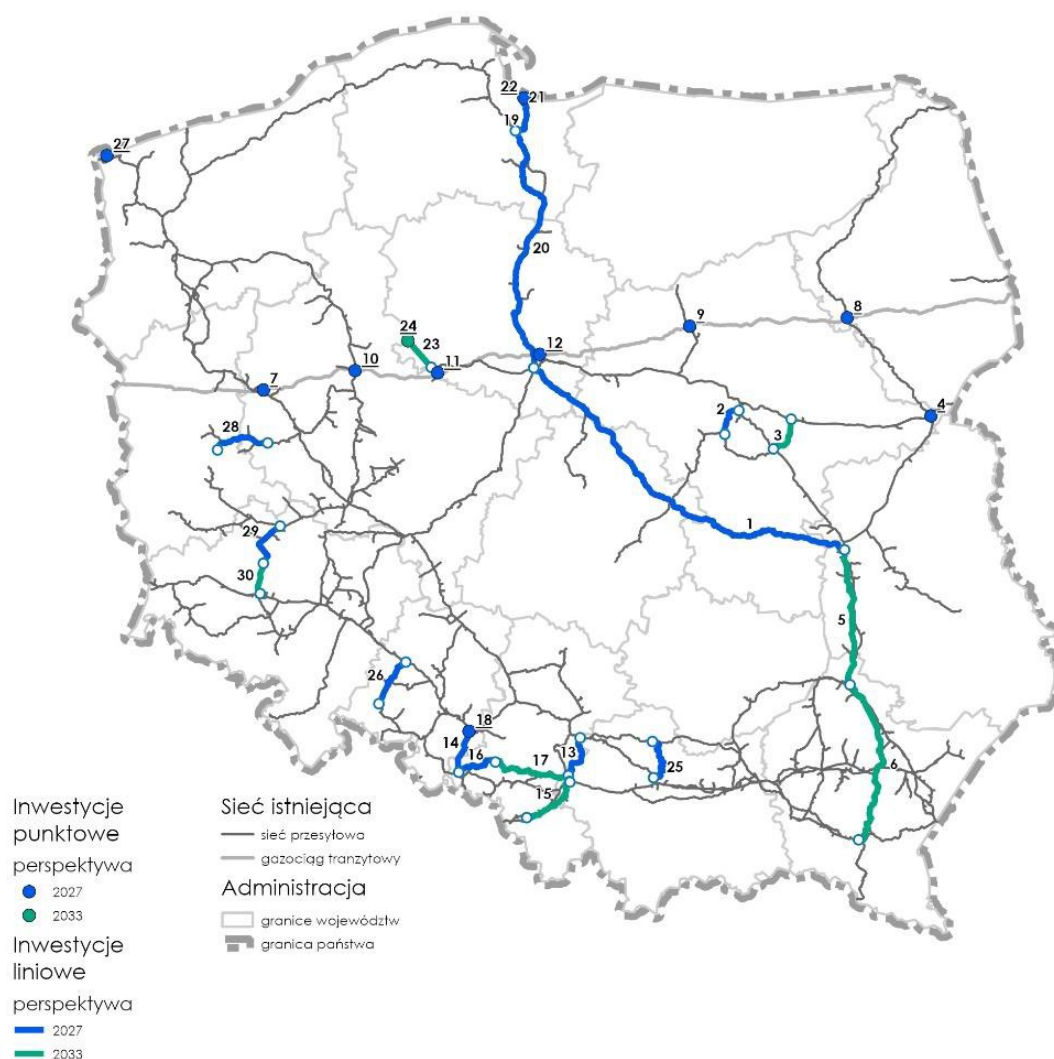
Grupa instalacji	Magazyn	Pojemność czynna		Max. moc załączania		Max. moc odbioru	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
GIM Kawerna	KPMG Mogilno	585,40	6 521,40	9,60	106,90	18,00	200,50
	KPMG Kosakowo	239,40	2 669,30	2,40	26,80	9,60	107,00
GIM Sanok	KPMG Husów	500,00	5 650,00	4,15	46,70	5,76	64,60
	KPMG Strachocina	360,00	4 078,80	2,64	29,70	3,36	37,90
	KPMG Śwarzów	90,00	1 013,40	1,00	11,20	0,93	10,40
	KPMG Brzeźnica	100,00	1 126,00	1,44	16,20	1,44	16,10
GIM Wierzchowice	KPMG Wierzchowice	1 300,00	14 729,00	9,60	107,50	14,40	158,40

Grupa instalacji	Magazyn	Pojemność czynna		Max. moc zatlaczania		Max. moc odbioru	
		mln m ³	GWh	mln m ³ /dobę	GWh/dobę	mln m ³ /dobę	GWh/dobę
SUMA		3 174,80	35 787,90	30,83	345,00	53,49	594,90

Źródło: Gas Storage Poland sp. z o.o.

Plany rozbudowy gazowej infrastruktury przesyłowej

Prognozy rozwoju sieci przesyłowej gazu ziemnego są przygotowywane przez GAZ-SYSTEM S.A. w ramach Krajowego Dziesięcioletniego Planu Rozwoju Systemu Przesyłowego. Najnowsza wersja tego dokumentu obejmuje swoim zakresem okres 2024-2033.



Rysunek 4.7. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2033 r.

Źródło: Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego na lata 2024-2033, GAZ-SYSTEM S.A.

Wybrane kluczowe inwestycje, planowane w przedstawionym okresie, które nie zostały zakończone do końca 2023 r. to:

- 1) Gazociąg Skoczów – Komorowice – Oświęcim,
- 2) Gazociąg Oświęcim – Tworzeń,
- 3) Gazociąg Oświęcim – Racibórz,
- 4) Gazociąg Kędzierzyn – Racibórz,

- 5) Gazociąg Kolnik – Gdańsk,
- 6) Gazociąg Kolnik – Gustorzyn
- 7) Gazociągi zasilające Warszawę,
- 8) Układ łączący korytarz C-E z korytarzem N-S,
- 9) Gazociąg PMG Damasławek – Mogilno,
- 10) Tłocznia gazu Lwówek wraz z rozbudową węzła Lwówek,
- 11) Połączenie Krajowego Systemu Przesyłowego z Systemem Gazociągów Tranzytowych w Zambrowie, Ciechanowie, Wydartowie, Włocławku i Długiej Goślinie.

Oprócz inwestycji zidentyfikowanych jako strategiczne dla rozwoju Krajowego Systemu Przesyłowego Gazu, w planie zostały przedstawione liczne mniejsze inwestycje, zarówno modernizacyjne jak i rozbudowujące istniejące moce przesyłowe i tłoczenia gazu ziemnego.

4.2.3. Ropa naftowa i paliwa ciekłe

Krajowe złoża ropy naftowej pozwalają na pokrycie zaledwie kilku procent rocznego zapotrzebowania na ten surowiec (w latach 2020-2022 krajowa produkcja pokrywała od 3,5 do 4% zapotrzebowania na ropę naftową). Przez wiele lat większość importowanej ropy naftowej pochodziło z kierunku wschodniego. Obecnie, w wyniku konsekwentnej realizacji strategii dywersyfikacji kierunków dostaw tego surowca oraz wydarzeń międzynarodowych, ropa z Rosji nie jest już importowana do Polski. Zamiast tego, głównym kierunkiem importu w 2023 r. stała się Arabia Saudyjska, a na drugim miejscu znalazła się Norwegia.

Zmiana dotychczasowych kierunków zaspokajania krajowego zapotrzebowania była możliwa dzięki rozbudowanej infrastrukturze, głównie dzięki terminalowi naftowemu w Gdańsku, którego przepustowość (36 mln ton ropy naftowej i 4 mln ton produktów naftowych rocznie) jest wystarczająca do pełnego pokrycia zapotrzebowania polskich rafinerii.

Krajowe pojemności magazynowe na ropę naftową i paliwa wynoszą około 15 mln m³ i są wystarczające do utrzymywania zapasów interwencyjnych, jak również pokrycia potrzeb handlowych i operacyjnych podmiotów rynkowych.

Infrastruktura do przesyłu ropy naftowej składa się z trzech odcinków:

- 1) Odcinek Wschodni rurociągu „Przyjaźń” łączy Bazę Zbiornikową w Adamowie, zlokalizowaną przy granicy z Białorusią, z Bazą Surowcową w Miszewku Strzałkowskim koło Płocka. Odcinek ten osiąga przepustowość 50 mln ton ropy naftowej rocznie;
- 2) Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” łączy Bazę Surowcową w Miszewku Strzałkowskim z parkiem zbiornikowym MVL zlokalizowanym w Schwedt. Tą częścią magistrali płynie surowiec dla dwóch niemieckich rafinerii: PCK Raffinerie GmbH Schwedt oraz TOTAL RaffinerieMitteldeutschland GmbH w Spergau. Odcinek Zachodni rurociągu „Przyjaźń” osiąga wydajność 27 mln ton ropy naftowej rocznie;
- 3) Rurociąg Pomorski łączy Bazę Manipulacyjną w Gdańsku z Bazą Surowcową w Miszewku Strzałkowskim. Dzięki tej trasie PERN zabezpiecza transport surowca z dostaw morskich przez Port w Gdańsku (Naftoport). Rurociągiem Pomorskim można transportować surowiec w dwóch kierunkach. Na trasie Gdańsk-Płock jego przepustowość wynosi ok. 30 mln ton ropy naftowej rocznie, zaś w przeciwnym kierunku rurociąg osiąga wydajność ok. 27 mln ton na rok.

PERN S.A. dysponuje również siecią rurociągów produktowych, służących do transportu produktów naftowych w trzech kierunkach:

- 1) Płock – Nowa Wieś Wielka – Rejowiec (kierunek: Bydgoszcz – Poznań):
 - a) Na trasie z Płocka do Nowej Wsi Wielkiej istnieje możliwość transportowania rocznie 2,8 mln m³ paliw. Przedłużeniem rurociągu do Rejowca można przesłać 2,2 mln m³ paliw na rok.
- 2) Płock – Mościska – Emilianów (kierunek: Warszawa)

- a) Rurociągiem tym można transportować z Płocka do Mościsk około 2,1 mln m³ a do Emilianowa około 1,5 mln m³ paliw rocznie.
- 3) Płock – Koluszki – Boronów (kierunek: Łódź – Częstochowa)
- a) Trasa Płock – Koluszki osiąga roczną przepustowość na poziomie 4,9 mln m³ paliw, zaś jego przedłużenie z Koluszek do Boronowa około 2,4 mln m³ paliw rocznie.



Rysunek 4.8. Poglądowy układ rurociągów produktowych spółki PERN S.A. (stan na 2023 r.)

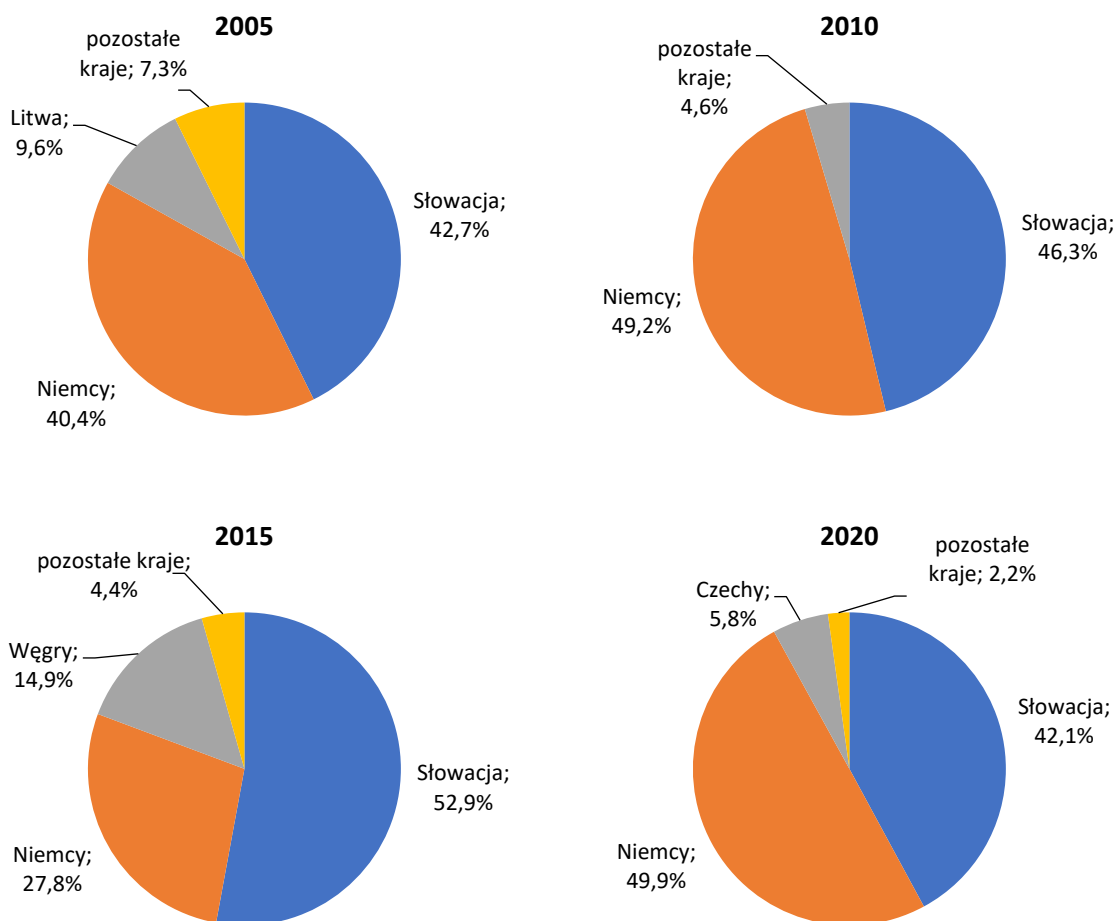
Źródło: PERN S.A.

W procesie przerobu ropy naftowej, produkcja paliw ciekłych prowadzona jest w rafineriach należących głównie do Grupy ORLEN. W 2022 r. miało miejsce połączenie Grupy LOTOS i Grupy PGNiG z Grupą ORLEN, w efekcie czego powstał największy w Europie Środkowej podmiot paliwowo-energetyczny.

Łączne moce przerobowe w rafineriach Grupy ORLEN wynoszą około 45 mln ton rocznie, przy czym około 27 mln ton może być produkowane w zlokalizowanych w Polsce rafineriach w Płocku i w Gdańsku:

- Rafineria ORLEN w Płocku – stanowi jeden z najnowocześniejszych zakładów produkcyjnych w Europie Środkowo-Wschodniej o mocach przerobowych na poziomie 16,3 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN w Gdańsku – w wyniku połączenia grupy ORLEN z grupą LOTOS, stała się własnością ORLEN i Saudi Aramco. Łączne moce przerobowe rafinerii wynoszą około 10,5 mln ton/rok i są rozdzielone pomiędzy obu właścicieli,
- Rafinerie ORLEN Południe w Trzebini i Jedliczu specjalizują się w produkcji biokomponentów, baz olejowych, olejów opałowych, parafin hydrowy rafinowanych oraz prowadzą regenerację olejów przeparowanych,

- Rafineria ORLEN Lietuva w Możejkach – jest jedynym tego typu zakładem na rynku państw bałtyckich i dysponuje mocą przerobową 10,2 mln ton/rok,
- Rafineria ORLEN Unipetrol w Kralupach i Litvinovie (Czechy) – dysponują łącznymi mocami przerobowymi 8,7 mln ton/rok.



Rysunek 4.9. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020

Źródło: baza danych ARE S.A.

Produkcja benzyn silnikowych, oleju napędowego i olejów opałowych w Polsce w bardzo dużej części pokrywa zapotrzebowanie krajowe na te gatunki paliw.

Obrót detaliczny benzynami silnikowymi, olejem napędowym oraz auto-gazem prowadzony jest na stacjach paliw i stacjach auto-gazu. Liczba stacji paliw w 2020 r. uległa zwiększeniu w stosunku do 2015 r. Na terenie kraju funkcjonowało ok. 7 739 stacje paliw (w 2015 r. było ich ok. 6 601).

Biorąc pod uwagę liczbę eksploatowanych stacji paliw, niezmiennie dominuje ORLEN S.A., posiadający ok. 1 811 stacji. Drugim polskim operatorem pod względem liczby użytkowanych stacji paliw w 2020 r. była Grupa Lotos S.A., która posiadała w 2020 r. łącznie ok. 513 stacji w całej Polsce. Jednak w wyniku fuzji grup LOTOS i ORLEN, stacje paliwowe tego koncernu zostały sprzedane podmiotom zagranicznym, w celu uniknięcia szkodliwej dla konkurencyjności koncentracji sektora stacji paliwowych.

Koncerny zagraniczne posiadały w 2020 r. ok. 1 569 stacji paliw. Liderami pod tym względem są koncerny BP, Shell i CircleK. Niezależni (niezrzeszeni) operatorzy byli w Polsce właścicielami ok. 3 659 stacji paliw. Stacje w sieciach operatorów niezależnych posiadających więcej niż 10 stacji paliw to ok. 1 181 obiektów. Nieznacznie wzrosła również liczba stacji należących do sieci sklepowych. Obecnie liczba takich stacji paliw to niemal 190 obiektów.

Zauważalna jest również obecność stacji franczyzowych, która wynika z faktu, że wielu prywatnych przedsiębiorców podejmuje współpracę z partnerem posiadającym silną markę oraz stabilną pozycję rynkową.

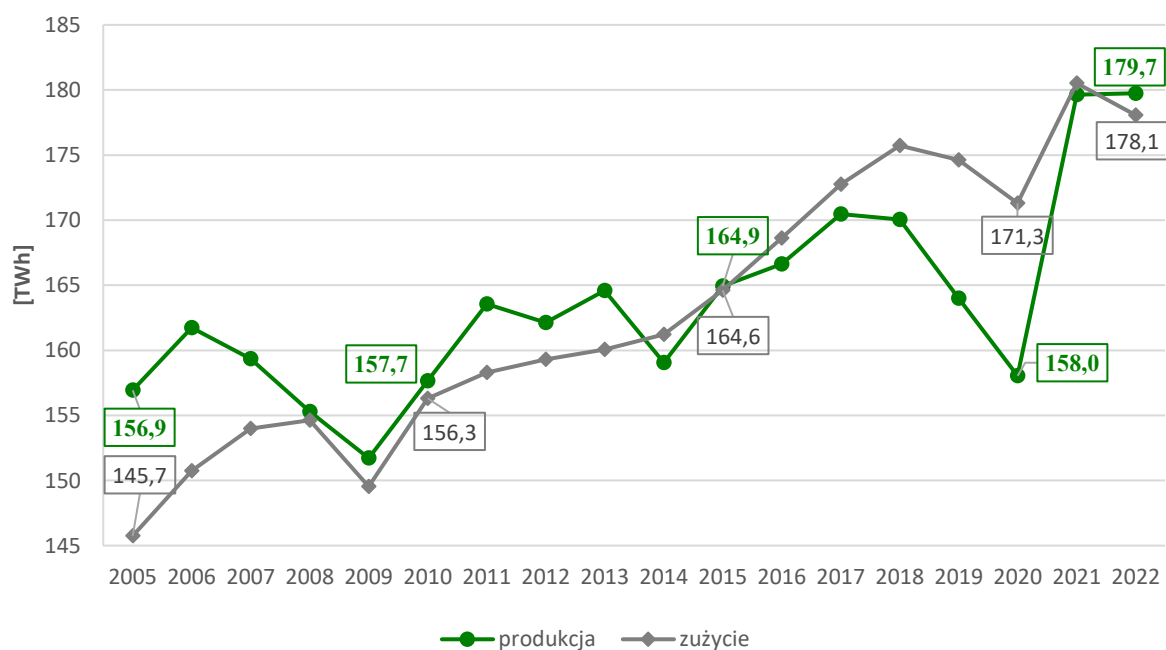
Ceny paliw ciekłych nie podlegają regulacji Prezesa URE. Są one wyznaczone na zasadach rynkowych – zasadniczo uzależnione są od cen ropy naftowej na rynkach światowych, wysokości stawek podatku akcyzowego i VAT oraz opłaty paliwowej, a także od kursu USD.

4.3. Rynek energii elektrycznej i gazu ziemnego, ceny energii

Obecna sytuacja na rynkach energii elektrycznej i gazu ziemnego z uwzględnieniem cen energii

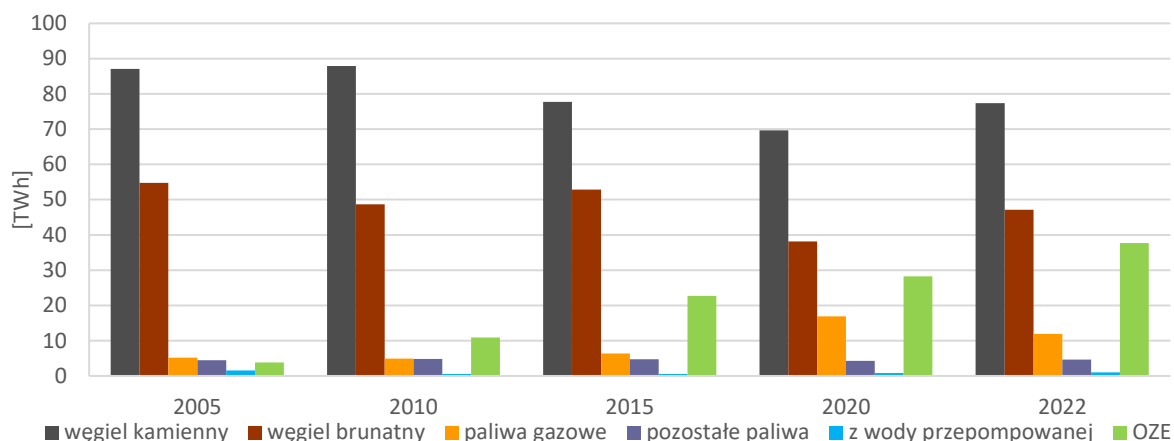
Rynek energii elektrycznej

W analizowanym okresie krajowa produkcja energii elektrycznej zachowuje trend wzrostowy osiągając w 2022 r. poziom 179,7 TWh, co stanowi dotychczas najwyższy wynik w historii polskiej elektroenergetyki. Na przestrzeni lat widoczny jest również wzrost zużycia energii elektrycznej, które w roku 2022 było niższe od produkcji o około 1,7 TWh, tj. o 0,9% (Rysunek 4.10). W strukturze produkcji energii elektrycznej obserwowany jest trend powolnej zmiany miksu energetycznego, co wynika ze zmiany uwarunkowań prawnych i rynkowych (Rysunek 4.11). Jest on nadal oparty o węgiel, natomiast w mniejszym stopniu niż w latach 2005-2015, co jest pozytywnym sygnałem w kontekście polityki klimatycznej UE. W 2020 roku udział węgla w strukturze wytwarzania był mniejszy niż w 2022 roku ze względu na konieczność wyłączenia lub obniżenia mocy wielu bloków węglowych. W latach 2005-2022 nastąpił istotny wzrost ilości energii wyprodukowanej z OZE, z poziomu 3,8 TWh w 2005 roku, aż do 37,7 TWh w 2022 roku.



Rysunek 4.10. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022

Źródło: ARE SA



Rysunek 4.11. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022

Źródło: ARE S.A.

Struktura hurtowego rynku energii elektrycznej przedstawiona została w oparciu o analizę kierunków sprzedaży energii.

W roku 2022 wytwórcy energetyki zawodowej sprzedali ogółem 124,6 TWh energii, tj. o około 11,2% więcej niż w roku 2020 (112,0 TWh). Podstawową formą handlu hurtowego energią elektryczną w elektrowniach i elektrociepłowniach zawodowych była sprzedaż w ramach rynków regulowanych, gdzie dominujące znaczenie miała giełda energii oraz sprzedaż do przedsiębiorstw obrotu. Na wzrost popularności giełdowego obrotu energią elektryczną w Polsce wpłynęła przede wszystkim nowelizacja ustawy Prawo Energetyczne (PE) z 2018 r., która podniosła tzw. obbligo giełdowe z 30% do poziomu 100% w latach 2019-2022. Obowiązek nie dotyczył energii elektrycznej wytworzonej m. in. z odnawialnych źródeł energii, w kogeneracji, na potrzeby własne oraz w jednostkach o mocy zainstalowanej elektrycznej nie wyższej niż 50 MWe. W 2022 r. obowiązek obliga giełdowego został zniesiony.

Głównym kanałem sprzedaży energii elektrycznej przez wytwórców w 2022 r. była ponownie Towarowa Giełda Energii S.A. z ponad 74,3% udziałem w całkowitym obrocie. Dla porównania udział giełdy w rynku w 2005 roku wynosił 0,7%, w 2010 r. - 4,2%, w 2015 r. - 48,2%, a w 2020 r. 63,0%. Do przedsiębiorstw obrotu (PO) zostało sprzedane w 2022 roku 15,7% energii elektrycznej, a udział tego kierunku w sprzedaży energii przez wytwórców zmniejszył się w stosunku do 2020 roku o 9,4 punktu procentowego, natomiast w stosunku do roku 2015 aż o 27,9 pkt. procentowego. Pozostała sprzedaż była realizowana w przeważającej mierze na rynku bilansującym (7,6%), w tym na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy krajowego systemu elektroenergetycznego, a tylko w niewielkim stopniu do odbiorców końcowych i na eksport.

Strukturę sprzedaży energii elektrycznej przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.11).

Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych

Lata	Sprzedaż energii elektrycznej							
	Ogółem GWh	Przedsiębiorstwa obrotu ¹⁾	rynek giełdowy TGE	w tym:			odbiornicy końcowi	rynek bilansujący
				z tego:				
				rynek terminowy	SPOT			
				%				
2005	145031,0	87,32	0,72	.	.	3,59	8,37	
2010	141253,1	88,05	4,21	1,12	3,10	1,85	5,87	
2015	146588,5	43,65	48,17	45,21	2,94	2,41	5,39	
2020	111989,0	25,07	63,03	58,56	4,47	2,31	7,56	
2022	124577,5	15,71	74,35	69,11	5,24	1,30	7,59	

¹⁾ w roku 2005 obejmuje sprzedaż do PSE S.A.
Źródło: ARE S.A.

Rynek detaliczny od strony popytowej jest rynkiem odbiorcy końcowego. „Odbiorcą końcowym” - zgodnie z definicją zawartą w PE jest odbiorca dokonujący zakupu paliw lub energii na własny użytek; do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej.

Uczestnikami rynku detalicznego obok odbiorców końcowych są sprzedawcy energii elektrycznej oraz jej dostawcy - operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). Operatorzy systemów dystrybucyjnych to przedsiębiorstwa zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej odpowiedzialne za bezpieczne i niezawodne funkcjonowanie systemu dystrybucyjnego przy jednoczesnym zagwarantowaniu skutecznego i niedyskryminującego dostępu do tego systemu wszystkim uczestnikom rynku.

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w analizowanym okresie przedstawiono w tabeli poniżej (Tabela 4.12).

Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym

Wyszczególnienie	2005		2010		2015		2020		2022	
	ilość	śr.cena	ilość	śr.cena	ilość	śr.cena	ilość	śr.cena	ilość	śr.cena
	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020	GWh	EUR2020
		/MWh		/MWh		/MWh		/MWh		/MWh
Elektrownie ciepłe PW ¹⁾	5 359	38,1	1 363	65,2	2 856	53,1	1 897	57,5	1 725	89,9
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	1 025	45,5	388	67,2	2 232	53,9	1 769	56,4	1 622	88,9
Ec. Niezależne	-	-	1 501	64,7	1 057	54,4	1 218	65,2	1 120	106,5
w tym: odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	836	53,6	700	60	547	93,8
Przedsiębiorstwa obrotu PO	3 969	36,8	6 308	61,8	13 907	52,8	21 045	68,3	28 661	119,1
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	-	-	-	-	10	55,9	3 134	82,1	3 480	98,5
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 969	36,8	6 308	61,8	13 898	52,8	17 911	65,5	25 181	122,2
w tym: -na WN+NN	2 752	36,8	2 218	60	2 073	45,3	4 555	53,3	5 099	145,2
-na SN	1 213	36,4	3 764	62,3	7 874	53,5	10 345	65,5	16 437	120,4
-nanN	3	107,4	325	68,7	3 950	55,5	3 011	73,9	3 645	114,6
Przedsiębiorstwa obrotu PO _{SD}	98 705	40,3	108 954	68,5	107 517	58,7	113 003	69,2	106 759	101,4
odbiorcy posiadający umowy kompleksowe	95 531	40,3	86 802	70,1	60 512	64,8	56 761	72,7	54 174	100,6
-na WN+NN	14 311	36,6	7 588	62,3	3 629	50,4	2 153	60,9	1 876	132,3
-na SN	33 392	38,1	27 439	69,9	16 400	58,9	13 312	73,2	12 109	110,5
-nanN	47 796	43	51 775	71,4	40 484	68,5	41 296	73,1	40 190	96,2
odbiorcy posiadający umowy sprzedaży	3 174	36,2	22 152	62,2	47 005	50,9	56 242	65,7	52 585	102,2
-na WN+NN	3 139	36,2	12 965	59,7	16 849	43,6	17 728	58,2	15 837	106,6
-na SN	35	36,5	7 328	65,2	21 080	53,4	27 742	68,4	27 524	100,9
-nanN	-	-	1 858	67,7	9 076	58,5	10 773	71	9 224	98,5
RAZEM²⁾	108 036	40	118 126	68,1	125 339	57,9	137 197	68,9	138 313	101,2

¹⁾ - w 2005 r. łącznie z ec. niezależnymi

²⁾ - łącznie z elektrowniami wodnymi zawodowymi

Źródło: ARE SA na podstawie wyników badania 1.44.02

Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym w kraju sukcesywnie rośnie. W prezentowanym przedziale czasowym (lata od 2005 do 2022) odnotowano ponad 28% wzrost. Głównym sprzedawcą energii pozostają przedsiębiorstwa obrotu „zasiedziące” powstałe po wydzieleniu operatora systemu

dystrybucyjnego z byłych spółek dystrybucyjnych, które realizują 77% ogółu umów sprzedaży. Coraz większy udział w sprzedaży odbiorcom końcowym uzyskują pozostałe niezależne przedsiębiorstwa prowadzące działalność obrót energią elektryczną. Sprzedaż energii prowadzona jest zarówno w ramach umów kompleksowych jak i umów sprzedaży. W prezentowanym okresie wystąpił zdecydowany wzrost udziału odbiorców TPA na rynku energii. W 2005 roku wynosił 7%, w 2010 r. 24% natomiast w ostatnich latach przekroczył 56% ogółu sprzedaży energii elektrycznej.

Rynek gazu ziemnego

W grudniu 2012 roku nastąpił ważny krok w kierunku liberalizacji polskiego rynku gazu poprzez uruchomienie na Towarowej Giełdzie Energii giełdy gazu. Była to realizacja zapisów ustawy – Prawo energetyczne art. 49b, który zobowiązywał przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się obrotem paliwami gazowymi do obowiązkowej sprzedaży części gazu ziemnego wysokometanowego wprowadzonego w danym roku do sieci przesyłowej na giełdach towarowych. W 2013 r. obowiązek ten wynosił 30% wolumenu gazu wprowadzonego do sieci przesyłowej przez przedsiębiorstwo zajmujące się obrotem gazem ziemnym. Od 2015 roku zwiększono ilość do 55%, natomiast rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 2022 roku ustaliło poziom nie mniejszy niż 30%. TGE S.A. w 2022 roku prowadziła na rynku sprzedaży paliw gazowych: Rynek Dnia Bieżącego, Rynek Dnia Następnego oraz Rynek Terminowy Towarowy.

W dniu 1 stycznia 2017 r. weszły w życie przepisy ustawy - Prawo energetyczne znoszące nadzór Prezesa URE nad taryfami na sprzedaż gazu do odbiorców hurtowych, sprzedaż gazu LNG i CNG, na sprzedaż tego paliwa do odbiorców końcowych dokonujących zakupu jego zakupu w punkcie wirtualnym oraz w trybie przetargów, aukcji i zamówień publicznych. W dniu 1 października 2017 r. zniesiony został obowiązek przedkładania do zatwierdzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki taryf na sprzedaż gazu ziemnego wysokometanowego i zaazotowanego odbiorcom końcowym niebędącym gospodarstwami domowymi. Do końca 2027 r. Prezes URE prowadzi będzie nadzór nad taryfami (tj. cenami maksymalnymi) dla gazu sieciowego sprzedawanego do gospodarstw domowych.

Rynek gazu w Polsce działa na dwóch poziomach:

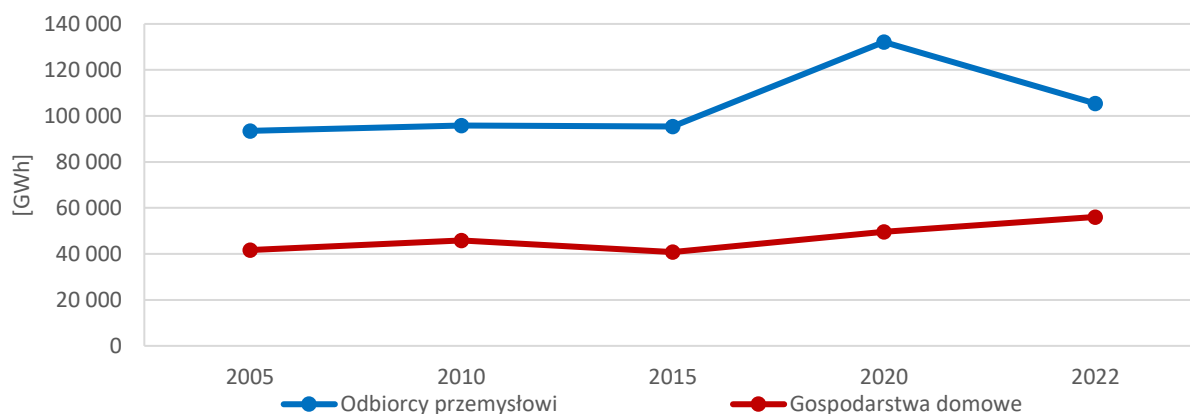
- **ryнку hurtowego** – sprzedaż gazu dla dużych odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej lub do spółek dystrybucyjnych bądź też spółek obrotu (na koniec 2022 r. koncesje na obrót paliwami gazowymi na rynku hurtowym posiadało 176 podmiotów, z czego 89 przedsiębiorstwa aktywnie uczestniczyły w obrocie gazem ziemnym),
- **ryнку detalicznego** – sprzedaż gazu dla odbiorców końcowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.

W 2022 roku sprzedaż gazu do odbiorców końcowych nadal zdominowana była przez przedsiębiorstwa z grupy kapitałowej PGNiG S.A., a udział sprzedawców alternatywnych na rynku detalicznym uległ spadkowi. Udział grupy kapitałowej PGNiG S.A. w sprzedaży gazu do odbiorców końcowych wyniósł nieco ponad 89% (wobec 86% w 2020 roku). Pozostała sprzedaż gazu do odbiorców końcowych realizowana było przez inne spółki obrotu dokonujące sprzedaży w kraju. W 2022 roku przedsiębiorstwa gazownicze sprzedały do odbiorców końcowych 181 905 GWh gazu ziemnego, w 2020 roku było to 197 120 GWh (Tabela 4.13).

Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh)

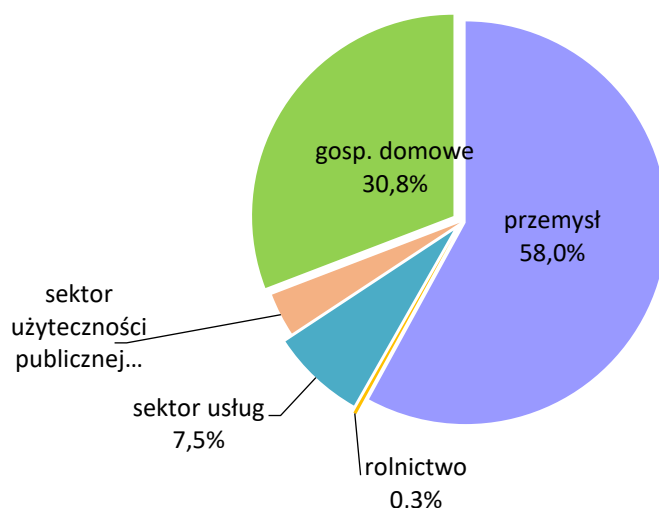
	2005	2010	2015	2020	2022
Sprzedaż ogółem	153200	157211	150192	197120	181905
Odbiorcy przemysłowi	93504	95816	95390	132138	105451
Gospodarstwa domowe	41698	45788	40783	49640	56066

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 4.12. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh)

Źródło: ARE S.A.



Rysunek 4.13. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec roku 2022

Źródło: ARE S.A.

Krajowe wydobycie gazu ziemnego wyniosło w 2022 roku 42 225 GWh (43 653 GWh w 2020 roku). Całkowity przywóz gazu ziemnego, tj. suma importu i nabycia wewnątrz-wspólnotowego, wyniósł w 2022 roku 164 364 GWh, natomiast w 2020 r. było to 187 000 GWh (Tabela 4.14).

Import gazu ziemnego ze wschodu wyniósł w 2022 roku 31 926 GWh (w 2020 r. – 102 497 GWh). Nabycie wewnątrz-wspólnotowe gazu wyniosło w 2022 roku 65 123 GWh (w 2020 r. – 42 227 GWh). W październiku 2022 r. uruchomiono gazociąg Baltic Pipe, który umożliwia przesyłanie gazu bezpośrednio ze złóż zlokalizowanych w Norwegii na rynki w Danii i w Polsce.

Tabela 4.14. Wydobycie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015

	2005	2010	2015	2020	2022
	GWh				
Wydobycie krajowe	50 194	47 414	47 591	43 653	42 225
Import całkowity	110 708	115 162	129 123	187 000	164 364
Import ze wschodu	101 382	103 204	93 731	102 497	31 926

	2005	2010	2015	2020	2022
	GWh				
Nabycie wewnątrzspółnotowe	3 929	11 958	34 013	42 227	65 123

Źródło: ARE S.A.

Rozbicie elementów ceny energii elektrycznej i ciepła na główne składniki

Poniżej (Tabela 4.15) zaprezentowano rozbicie ceny energii elektrycznej dla odbiorców końcowych na kluczowe składniki.

Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych

Wyszczególnienie		z tego:										
		Cena łączna	Opłaty w ramach obrotu				Opłaty w ramach dystrybucji energii					
			Energia elektryczna*	w tym koszty systemów wsparcia**	Akcyza	Pozostałe opłaty	Opłaty dystrybucyjne***	Opłaty abonamentowe	Opłaty końcowe****	Opłaty OZE	Opłaty kogeneracyjne	Opłaty mocowe
zł/MWh												
Odbiorcy WN	2005	188,3	120,6	.	.	0,0	67,1	0,6	-	-	-	-
	2010	285,3	222,9	35,9	5,9	0,0	39,2	0,0	17,3	-	-	-
	2015	243,5	166,0	30,5	5,2	0,0	52,0	0,0	8,6	-	-	-
	2022	709,8	618,8	33,0	1,4	0,2	72,6	0,0	0,6	0,5	2,3	12,5
Odbiorcy SN	2005	233,7	124,9	.	.	0,6	105,5	2,8	-	-	-	-
	2010	346,9	238,4	35,9	17,7	1,5	76,3	0,5	12,6	-	-	-
	2015	326,6	210,0	30,5	17,2	0,7	92,7	0,3	7,6	-	-	-
	2021	458,1	308,2	28,2	4,4	1,6	101,9	0,2	0,7	2,0	-0,0	38,5
2022	735,5	578,4	33,0	4,0	0,9	108,8	0,2	0,7	0,8	3,7	36,9	
Odbiorcy nN komercyjni	2005	339,2	134,4	.	.	3,8	195,7	5,5	-	-	-	-
	2010	509,7	265,0	35,9	19,6	9,5	195,4	3,6	16,6	-	-	-
	2015	528,0	230,6	30,5	18,4	11,0	237,9	3,1	10,4	-	-	-
	2022	990,2	647,0	33,0	4,5	18,0	265,8	2,3	1,0	1,0	3,9	46,6
Odbiorcy wGD	2005	320,2	135,6	.	.	8,4	176,2	0,1	-	-	-	-
	2010	451,0	227,5	35,9	20,0	2,5	174,0	6,7	20,3	-	-	-
	2015	507,7	236,4	30,5	19,7	5,7	225,4	6,8	13,7	-	-	-
	2022	728,4	396,2	33,0	0,5	32,3	234,3	7,1	1,4	1,0	4,0	51,5

* Ceny netto, bez podatku VAT

** Na koszty systemów wsparcia składają się koszty umorzenia świadectw pochodzenia, świadectw pochodzenia z kogeneracji i świadectw efektywności energetycznej oraz opłat zastępczych. Wielkość oszacowana w stosunku do 1 MWh energii sprzedanej odbiorcom końcowym

***Opłaty dystrybucyjne uwzględniają całość opłat za przesył energii elektrycznej do odbiorców końcowych

****Opłaty końcowe – opłaty z tytułu świadczenia usługi dystrybucji związanej z zakupem usługi udostępniania KSE, przeznaczonych na pokrycie kosztów osieroconych wynikających z przedterminowego rozwiązania umów długoterminowych wytwórców energii elektrycznej

Źródło: ARE S.A.

Rachunki za energię elektryczną dla odbiorców końcowych w Polsce składają się z dwóch głównych składników: opłat w ramach obrotu energią elektryczną i opłat w ramach dystrybucji energii elektrycznej. W przypadku tych pierwszych głównym składnikiem jest tzw. opłata za energię elektryczną czynną. To z tego składnika przedsiębiorstwa obrotu finansują zakup energii elektrycznej od przedsiębiorstw wytwórczych. W poniższej tabeli przedstawiono rozpisanie kosztów technicznych wytwarzania energii elektrycznej.

Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej

Wyszczególnienie	2010	2015	2020	2022
	PLN/MWh			
koszty energii elektrycznej sprzedanej	178,0	268,5	336,2	572,8
w tym: paliwo produkcyjne	105,7	97,3	101,3	183,7

Wyszczególnienie		2010	2015	2020	2022
		PLN/MWh			
	koszty zakupu uprawnień do emisji CO ₂	5,8	25,8	118,0	219,2
	koszty umorzonych praw majątkowych	0,5	0,3	0,1	0,2

Źródło: ARE S.A.

Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa

Wyszczególnienie		2010	2015	2020	2022
		PLN/MWh			
Koszt w elektrowniach na węglu brunatnym		132,1	242,2	165,0	159,3
w tym:	paliwo produkcyjne	78,8	77,5	92,2	91,7
Koszt w elektrowniach na węglu kamiennym		177,7	217,1	215,1	350,7
w tym:	paliwo produkcyjne	121,1	117,9	127,3	270,6
Koszt w elektrowniach i elektrociepłowniach na biomasę		-	474,3	329,9	615,9
w tym:	paliwo produkcyjne	-	271,7	245,0	502,4
Koszt w elektrociepłowniach opalanych gazem		-	224,9	162,6	594,0
w tym:	paliwo produkcyjne	-	178,3	118,8	506,6

Źródło: ARE S.A.

Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂, znacząco wzrósł udział tego kosztu w całkowitym koszcie energii elektrycznej. W 2020 r. w każdej MWh energii elektrycznej umorzenie emisji kosztowało więcej niż paliwo na wyprodukowanie tej energii.

Sektor ciepłowniczy jest w Polsce dużo bardziej zróżnicowany niż w przypadku sektora elektroenergetycznego. W sektorze tym wykorzystywane są różnorakie paliwa, o zróżnicowanej dostępności i z uwzględnieniem rozproszonego charakteru ciepłownictwa w kraju (np. spalanie odpadów komunalnych, oleje opałowe, ale również węgiel kamienny i brunatny, czy gaz ziemny). Na ciepło (z wyjątkiem opłat za emisję CO₂ i korzystanie ze środowiska) również nie zostały nałożone opłaty związane z transformacją sektora energetycznego.

Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ]

	2010	2015	2020	2022
cena ciepła z sieci	36,50	38,57	46,43	64,03
opłaty za usługi przesyłowe	-	17,49	19,00	22,47

Źródło: URE

Ze względu na zróżnicowany charakter sektora ciepłowniczego, ceny ciepła wytworzonego przedstawiono w rozbiciu na poszczególne paliwa.

Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ]

	węgiel kamienny	węgiel brunatny	olej opałowy lekki	olej opałowy ciężki	gaz ziemny	biomasa	inne OZE	odpady komunalne stałe
2010	28,70	19,44	68,99	23,15	48,07	29,69	35,61	-
2015	37,70	26,42	84,77	37,63	55,41	40,94	37,48	-
2020	40,90	26,34	40,96	36,77	47,25	45,08	47,62	34,91
2022	63,88	37,09	78,22	44,60	79,39	58,31	39,51	42,00

Źródło: URE

Głównymi składnikami kosztu ciepła w Polsce są koszty paliwa oraz innych materiałów niezbędnych do wytworzenia ciepła sieciowego. Porównując poziomy cen uzyskiwanych ze sprzedaży ciepła, z kosztami

wytworzenia tego ciepła, można zauważyć, że sektor ciepłowniczy w Polsce jest głęboko nierentowny. Składają się na to liczne czynniki, jak wysokie ceny paliwa jak i wysokie ceny uprawnień do emisji GHG.

Tabela 4.20 Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ]

Rok	Koszty ciepła ogółem	koszty paliwa	inne materiały i energia	opłaty za korzystanie ze środowiska
2010	37,71	11,69	8,88	0,32
2015	48,02	11,48	11,19	0,42
2020	57,17	12,79	12,44	0,97
2022	93,36	29,85	18,43	2,65

Źródło: URE

W krajowej statystyce koszty zakupu uprawnień do emisji GHG są uwzględniane w pozycjach kosztów finansowych prowadzonej działalności. W 2020 roku średni koszt uprawnień do emisji, wynosił około 100 PLN/t, co przy średniej emisyjności ciepłownictwa przekładało się na 10 PLN/GJ. Zaledwie dwa lata później, w 2022 roku cena uprawnień wzrosła do około 370 PLN/t, co oznacza około 37 PLN/GJ opłaty za emisję w cenie ciepła.

Udział wydatków na energię w budżetach gospodarstw domowych

W badaniu budżetów gospodarstw domowych w ramach analizowanej kategorii rozchodów, wzięto pod uwagę wydatki na energię elektryczną, gaz ziemny, gaz ciekły, paliwa płynne, węgiel kamienny, koks, drewno opałowe, pozostałe artykuły opałowe, ciepłą wodę oraz centralne ogrzewanie³⁶. Przeciętne miesięczne wydatki na energię na jedną osobę w 2022 r. wynosiły przeciętnie 168 PLN. Stanowiły one 11,4% ogólnych wydatków gospodarstw domowych, a 7,5% ich dochodu rozporządzalnego. W badanym okresie odnotowano spadek udziału wydatków na energię w dochodzie rozporządzalnym (z 10,0% w roku 2005 i 9,0% w roku 2015 do 7,5% w 2022 r.).

Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących

	2005	2010	2015	2020	2021	2022
Wydatki gospodarstw domowych ogółem [PLN/os.]	690,3	991,4	1091,2	1209,6	1280,6	1475,2
Wydatki na nośniki energii [PLN/os.]	76	118	124	124	140	168
Udział wydatków na energię w wydatkach ogółem [%]	11,0%	11,9%	11,4%	10,3%	11,0%	11,4%
Dochód rozporządzalny [PLN/os.]	761,5	1192,8	1386,2	1919,2	2019,8	2249,8
Udział wydatków na energię w dochodzie rozporządzalnym [%]	10,0%	9,9%	9,0%	6,5%	7,0%	7,5%

Źródło: Budżety gospodarstw domowych. Główny Urząd Statystyczny

Prognozowane koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru

Poniżej zaprezentowano uśrednione, jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej i wodoru dla scenariusza WEM. 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 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2020/MWh] – scenariusz WEM

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2020	12,0	11,4	2,1	22,0	18,5	66
2025	17,0	11,8	2,0	33,9	61,7	126
2030	37,1	16,6	1,6	21,7	34,9	112
2035	49,0	17,5	1,5	18,2	15,7	102

³⁶ Metodologia badania budżetów gospodarstw domowych, Warszawa 2011.

Rok	Koszt kapitałowy	Koszt stały O&M	Koszt zmienny O&M	Koszt paliwa	Koszt emisji CO ₂	Koszt wytwarzania e.e.
2040	52,6	16,8	1,3	13,3	12,8	97

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

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

Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania „zielonego wodoru” [EUR'2020/kg] – scenariusz WEM

	2025	2030	2035	2040
Koszt wytwarzania H ₂	6,8	5,6	4,8	4,1

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Ceny energii elektrycznej w podziale na sektory

Projekcje cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych powstały na bazie uśrednionych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. Poza kosztami wytwarzania uwzględnione zostały również koszty związane z koniecznością utrzymania odpowiednich rezerw mocy i elastyczności systemu, a także opłaty przesyłowe i dystrybucyjne oraz stosowany obecnie sposób opodatkowania.

Tabela 4.24 przedstawia projekcje cen energii elektrycznej dla dwóch grup odbiorców końcowych – gospodarstw domowych i przemysłu. 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). Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej w rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji GHG oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych i infrastruktury sieciowej.

Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych nie zawierają podatku VAT, ponieważ jest on refundowany przez Skarb Państwa.

Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2020/kWh] – scenariusz WEM

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Gospodarstwa domowe	0,120	0,152	0,158	0,149	0,225	0,212	0,199	0,193
Przemysł	0,069	0,105	0,086	0,094	0,152	0,140	0,128	0,122

Źródło: ARE S.A.

Krajowe ceny detaliczne paliw

W symulacjach modelowych rozróżniano ceny paliw dla przemysłu, energetyki i gospodarstw domowych zgodnie z podziałem obowiązującym w statystyce Międzynarodowej Agencji Energii³⁷. Projekcje cen gazu ziemnego, węgla i produktów ropopochodnych bazują na trendach światowych cen nośników energii, przyjętych w formie założeń do analizy i zaprezentowanych w punkcie 4.3.1. 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 WEM.

Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Gaz ziemny [EUR'2020/ktoe]						
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Przemysł (VAT)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)
2005	222 523	0	0	183 679	438 998	0	79 071

³⁷ MAE - „Energy prices and taxes”

Rok	Gaz ziemny [EUR'2020/ktoe]						
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Przemysł (VAT)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)
2010	397855	0	0	255244	676198	0	121843
2015	356388	2969	0	249909	667438	0	125300
2020	212755	2665	0	167461	614107	0	114833
2025	412743	2665	0	326871	653073	0	122119
2030	353615	2665	0	279739	558907	0	104511
2035	353615	2665	0	279739	558907	0	104511
2040	353615	2665	0	279739	558907	0	104511

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

Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Węgiel kamienny energetyczny [EUR'2020/ktoe]					Węgiel koksujący [EUR'2020/ktoe]
	Przemysł (Cena ogółem)	Energetyka (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Cena ogółem)	Gospodarstwa domowe (Akcyza)	Gospodarstwa domowe (VAT)	Przemysł (Cena ogółem)
2005	101014	92230	233527	0	42093	162098
2010	154295	136006	314476	0	56701	235307
2015	123339	111140	333721	0	62408	145091
2020	135985	112223	407637	0	76225	148969
2025	138104	113972	413989	0	77413	151290
2030	138104	113972	413989	0	77413	151290
2035	138104	113972	413989	0	77413	151290
2040	145637	120188	436570	0	81635	159542

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

Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Lekki olej opałowy [EUR'2020/ktoe]					Olej napędowy [EUR'2020/ktoe]				
	Przemysł (Cena ogółem)	Przemysł (Akcyza)	Gosp. domowe (Cena ogółem)	Gospod. domowe (Akcyza)	Gosp. domowe (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. komercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	643054	83012	835468	83012	150705	1081704	425800	1319693	425800	237989
2010	766013	78326	974572	78326	175895	1185133	435419	1445861	435419	260844
2015	703809	68905	901654	68905	168698	1087511	435933	1337638	435933	250086
2020	652048	60650	989613	60650	184997	952876	387653	1172037	387653	358729
2025	918905	60650	1364094	60650	255002	1267395	400000	1558896	400000	291501
2030	746450	60650	1122088	60650	209762	1192133	400000	1466323	400000	274191
2035	716623	60650	1080231	60650	201937	1163396	400000	1430977	400000	267581
2040	688398	60650	1040624	60650	194533	1134660	400000	1395631	400000	260972

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

Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM

Rok	Benzyna [EUR'2020/ktoe]			LPG [EUR'2020/ktoe]			
	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2005	1527427	601250	275557	738996	902039	216586	162560
2010	1649404	601302	297387	830577	1013304	208896	182841
2015	1476733	532488	282675	641747	789349	187389	147579

Rok	Benzyna[EUR'2020/ktoe]			LPG[EUR'2020/ktoe]			
	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)	Zastos. komercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Cena ogółem)	Zastos. niekomercyjne (Akcyza)	Zastos. niekomercyjne (VAT)
2020	1 245 437	470 382	394 638	589 013	1 098 030	168 221	205 323
2025	1 640 947	490 000	306 844	830 073	1 462 729	168 221	273 518
2030	1 560 914	490 000	291 878	674 290	1 227 045	168 221	229 447
2035	1 530 355	490 000	286 164	647 346	1 186 281	168 221	221 825
2040	1 499 797	490 000	280 450	621 849	1 147 708	168 221	214 612

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

4.4. Koszty inwestycji związanych 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 4.29). Nakłady inwestycyjne na źródła w elektroenergetyce wyznaczono na podstawie wyników modelu MESSAGE przy uwzględnieniu jednostkowych nakładów inwestycyjnych przedstawionych w części dot. założeń prognostycznych.

Oszacowane łączne potrzeby inwestycyjne w sektorze wytwórczym (Tabela 4.29), niezbędne do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej - przy jednoczesnym spełnieniu zastrzonych wymogów ochrony środowiska wynoszą ok. 67,2 mld €'2020 do 2030 r. oraz 152 mld €'2020 do 2040 r. Przekłada się to na średnioroczne nakłady inwestycyjne w wysokości ponad 7 mld €'2020.

Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 [mld €'2020]

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Inwestycje w sektorze wytwarzania energii elektrycznej [mld. Euro'2020]					
Łącznie	26,4	40,8	44,9	40,0	152,2
Elektrownie	23,6	35,6	42,0	33,7	134,8
Elektrociepłownie	2,7	3,2	1,4	1,8	9,0
Magazyny en.	0,1	1,8	1,2	3,5	6,6
Elektrolizery	0,0	0,3	0,4	1,1	1,8
W tym paliwa:					
Węgiel	2,9	0,0	0,0	0,0	2,9
Gaz ziemny/Wodór	2,1	5,7	0,4	0,2	8,3
Jądrowe	0,0	0,0	22,4	17,5	39,9
Źródła odnawialne	20,8	30,6	20,3	17,3	91,1
- Wodne (bez pomp.)	0,1	0,3	0,1	0,1	0,5
- Wiatrowe	5,9	21,9	13,0	10,8	51,6
- Fotowoltaiczne	14,2	7,1	6,2	5,2	34,7
- Biomasa	0,3	0,9	0,5	0,5	2,2
- Biogaz	0,4	0,5	0,6	0,6	2,1
- Geotermalne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Inne paliwa	0,5	0,5	0,3	0,5	1,7
Inwestycje w ciepłowni [mld. Euro'2020]					
Kotły ciepłownicze	0,55	0,52	0,12	0,12	1,3
Pompy ciepła	0,04	0,27	0,72	1,38	2,4
Ciepłowni geotermalne	0,14	0,11	0,14	0,21	0,6

Sektor wytwarzania	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2021-2040
Magazyn ciepła	0,06	0,03	0,000	0,004	0,1
Modernizacja	0,31	0,00	0,00	0,00	0,3
Łącznie	1,10	0,94	0,97	1,70	4,7

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

Dla potrzeb niniejszej analizy zastosowano oszacowanie bazujące na przyjętych jednostkowych kosztach inwestycyjnych dla sieci przesyłowej (WN) oraz dla sieci dystrybucyjnych (SN i NN), wyrażonych w mln €/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 4.30).

Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld €'2020]

Przesył i dystrybucja	2021-2025	2025-2030	2030-2035	2036-2040	2021-2040
Łącznie	4,3	15,3	10,7	12,7	42,9
Sieć przesyłowa	1,9	6,8	4,5	5,3	18,5
Sieć dystrybucyjna	2,4	8,5	6,1	7,4	24,4

Źródło: Szacunki własne ARE S.A

Bazując na przytoczonych powyżej szacunkach, potrzeby inwestycyjne na rozwój krajowej sieci elektroenergetycznej w okresie 2021-2030 wynosi prawie 20 mld €'2020, z czego ok. 56% to nakłady na rozwój sieci dystrybucyjnej. W perspektywie do 2040 r. potrzeby inwestycyjne na rozwój elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej prognozowane są na poziomie ok. 43 mld €'2020.

Nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury w sektorze gazowym

Rozbudowa infrastruktury przesyłowej gazu ziemnego, w szczególności połączeń międzysystemowych, ma na celu dywersyfikację kierunków zaopatrzenia w paliwo gazowe oraz podniesienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Działania takie przyczyniają się do liberalizacji rynku gazu ziemnego.

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

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

Tabela 4.31. 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

Tytuł projektu	Całkowita wartość projektu (mln PLN)	Wkład UE (mln PLN)
Gazociąg Czeszów - Kiełczów	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) W przypadku tego projektu, finansowanie nie zostało zakończone.

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

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

W Polsce funkcjonuje 50 koncesjonowanych dystrybutorów gazu ziemnego. Zdecydowana większość, to lokalni dystrybutorzy na terenie zakładu przemysłowego. 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. Szacowane nakłady inwestycyjne na realizację tego planu wynoszą około **3 mld PLN** rocznie.

W tabeli poniżej przedstawiono nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych.

Tabela 4.32. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych [mln EUR'2020] dla scenariusza WEM

sektor		2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	suma
Łączne nakłady inwestycyjne		143 762	151 699	124 898	110 709	531 068
Przemysł		7 093	6 016	6 306	6 243	25 659
Transport		41 736	33 976	17 357	13 954	107 023
Gospodarstwa domowe		16 732	17 639	12 995	9 029	56 394
Usługi		1 876	1 366	1 167	1 127	5 535
Rolnictwo		4 680	4 254	3 872	3 532	16 338
Sektor energetyczny	produkcja energii elektrycznej	26 397	40 791	44 933	40 029	152 151
	przesył i dystrybucja energii elektrycznej	4 300	15 300	10 700	12 700	43 000
Sektor ciepłowniczy	Produkcja ciepła	1 099	935	971	1 705	4 710
	Dystrybucja ciepła	8 000	9 000	9 000	9 000	35 000
Sektor gazowy (w tym biometan)		20 000	10 704	6 020	4 048	40 773
Sektor paliw płynnych		9 926	9 998	10 057	8 000	37 981
Górnictwo		1 923	1 719	1 519	6 504	6 504

5. Wymiar „badania naukowe, innowacje i konkurencyjność”

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. W proponowanym dokumencie w sprawie przemysłu neutralnego emisyjnie, 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, zrównoważone technologie biogazu/biometanu, technologie wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, pompy ciepła i technologie energii geotermicznej oraz technologie sieciowe. W proponowanym akcie, 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 ona 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 GWp. Celem strategii UE na rzecz energii słonecznej jest osiągnięcie mocy 720 GWp 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, tak aby do 2025 r. osiągnąć poziom co najmniej 30 GWp w całym łańcuchu dostaw. 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%. Innowacyjne materiały, takie jak perowskity, dają możliwość dalszego zwiększenia efektywności konwersji energii. W maju 2023 r. urządzenie tandemowe perowskitowo-krzemowe ustanowiło nowy rekord efektywności na poziomie 33,7%. Trwają prace nad liniami pilotażowymi tych tandemów, również w UE, ale produkty komercyjne nie są jeszcze dostępne.

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/Wp, co utrudnia unijnym producentom opłacalną produkcję.

W 2022 r. rynek fotowoltaiki nadal znacząco rósł, a globalna moc zainstalowana wynosiła 1 185 GWp (wzrost o 230 GWp w ujęciu rok do roku). Chiny były największym jednolitym rynkiem odpowiadającym za moc na poziomie około 90 GWp. Był to rekordowy rok dla UE, w której moc zainstalowana wyniosła 41 GWp (udział na poziomie 18%). Za ten wzrost odpowiadały głównie Hiszpania (8,1 GWp), Niemcy (7,5 GWp), Polska (4,9 GWp) i Niderlandy (3,9 GWp). 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).

Energia słoneczna termiczna

Jak uznano w strategii UE na rzecz energii słonecznej, energia słoneczna termiczna może znacząco przyczynić się do obniżenia emisyjności systemu energetycznego. W ramach technologii energii słonecznej termicznej, wykorzystuje się niewielkie ilości lub w ogóle nie wykorzystuje się surowców krytycznych oraz można osiągnąć wysoki stopień recyklingu.

Na całym świecie działają elektrownie wykorzystujące skoncentrowaną energię słoneczną (CSP) o łącznej mocy 6,4 GW. Za moc w UE na poziomie 2,4 GW niemal w całości odpowiada Hiszpania. W Zjednoczonych Emiratach Arabskich, Chinach i Republice Południowej Afryki budowane są nowe elektrownie, które do 2025 r. mogą zwiększyć moc o 1,8 GW. Od 2014 r. w UE nie uruchomiono żadnych nowych elektrowni, ale Hiszpania planuje zwiększenie mocy o co najmniej 2 GW do 2030 r.

Istnieje szereg zastosowań technologii ogrzewania i chłodzenia energią słoneczną w budynkach, sieciach ciepłowniczych i procesach przemysłowych. Aktualne uśrednione koszty ogrzewania/chłodzenia (20-110 EUR/MWh w Europie) mogą być konkurencyjne w stosunku do ogrzewania gazowego, szczególnie na obszarach o znacznych zasobach energii słonecznej. Ogólny udział w rynku UE jest nadal niewielki i wynosi 0,678 TWh (0,1%), w porównaniu z łącznym zapotrzebowaniem na ciepło pochodne wynoszącym 651 TWh w 2021 r. Unijny sektor kolektorów z osłoną przezroczystą wzrósł w 2022 r. o 10%. Jest to wskaźnik korzystny, choć poniżej poziomu niezbędnego do potrojenia mocy produkcyjnych w latach 2021–2030, jak zaproponowano w strategii UE na rzecz energii słonecznej. Systemy wykorzystujące energię słoneczną termiczną zasilają systemy ciepłownicze w 264 dużych i małych miastach w Europie (co odpowiada mniej niż 5% z 6000 użytkowanych sieci). Przedsiębiorstwa z UE odpowiadają za dużą część dostaw na unijnym rynku słonecznych systemów podgrzewania ciepłej wody użytkowej oraz za wywóz tych systemów. W 2022 r. przedsiębiorstwa te musiały zmierzyć się ze znaczącymi zakłóceniami w łańcuchu dostaw.

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.

W 2022 r. łączna moc zainstalowana w UE wynosiła 204 GW (189 GW w ramach energii lądowej oraz 16 GW w ramach energii morskiej). W 2022 r. zainstalowano 16,2 GW (15 GW w ramach energii lądowej oraz 1,2 GW w ramach energii morskiej). Oznacza to wzrost o niemal 50% w porównaniu z rokiem 2021. Przemysł planuje instalację 20 GW mocy wytwórczej energii wiatrowej rocznie w UE w ciągu najbliższych 5 lat, czyli poniżej poziomu 30 GW/rok potrzebnego do osiągnięcia celów na 2030 r. Ogólnie rzecz biorąc, na pozycji lidera pod względem mocy elektrowni wiatrowych utrzymują się Chiny, których łączna moc wynosi 334 GW (31 GW w ramach energii morskiej), przy czym w 2022 r. dodano 37,6 GW, w tym 5 GW w ramach energii morskiej. UE plasuje się na drugim miejscu, a USA na trzecim miejscu – całkowita moc wynosząca 144 GW. Nowa łączna moc wytwórcza energii wiatrowej zainstalowana na świecie w 2022 r. wyniosła 68 GW w ramach energii lądowej i 9 GW w ramach energii morskiej. W styczniu 2023 r. państwa członkowskie UE zawarły niewiążące porozumienia w sprawie celów w zakresie energii z morskich źródeł odnawialnych w podziale na baseny morskie, dzięki którym łączna moc w UE ma wynieść 109–112 GW do 2030 r., 215–248 GW do 2040 r. i 281–354 GW do 2050 r.

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 poziom 458 GWh do 2025 r. i 1 083 GWh do 2030 r., co ma pozwolić na zaspokojenie prognozowanego zapotrzebowania w UE. Europejski sojusz na rzecz baterii odgrywa w tym kontekście kluczową rolę, a w 2022 r. europejska sieć przemysłowa w dziedzinie baterii w ramach sojuszu wzrosła z 750 do 800 członków z całego łańcucha wartości. Do tej pory europejski ekosystem baterii odpowiada za zobowiązania inwestycyjne, głównie prywatne, o wartości około 180 mld EUR.

Pomimo ogólnego spadku na unijnym rynku samochodów w 2022 r. sprzedaż pojazdów elektrycznych o napędzie w pełni akumulatorowym (BEV) w UE wzrosła o 28% w porównaniu z 2021 r., co odpowiada 12,1% (1,12 mln) z 9,1 mln pojazdów sprzedawanych na rynkach UE. Łącznie BEV, pojazdy elektryczne typu plug-in i hybrydowe pojazdy elektryczne stanowiły w 2022 r. 44,1% sprzedaży samochodów w UE. Tendencja wzrostowa utrzymuje się i w październiku 2023 r. w UE-27 sprzedano samych BEV 819 000 i 1,288 mln wszystkich pojazdów elektrycznych typu plug-in. Na całym świecie tendencja ta wskazuje na 14 mln pojazdów do końca 2023 r. (+35% w porównaniu z 2022 r.), co może stanowić 18% całkowitej sprzedaży samochodów w 2023 r.

Chociaż większość baterii trafi do sektora motoryzacyjnego, stacjonarne magazynowanie również rośnie wykładniczo. Przewiduje się, że do końca 2023 r. na całym świecie zainstalowane zostaną systemy magazynowania energii o pojemności 154 GWh, czyli o 102% więcej niż w 2022 r., z czego około 10% ma zostać zainstalowane w UE.

Mimo że światowa produkcja wzrosła o 180% w porównaniu z 2017 r., po raz kolejny bardzo wysoki światowy popyt na lit w 2022 r. przekroczył podaż. W 2022 r. około 60% popytu na lit, 30% popytu na kobalt i 10% popytu na nikiel dotyczyło baterii do pojazdów elektrycznych (odpowiednio 15%, 10% i 2% w 2017 r.). Po dziesięciu latach, w których ceny głównie spadały (pomimo rosnącego udziału tańszych substancji chemicznych, takich jak fosforan litowo-żelazowy (LFP)) średnie ceny zestawów baterii litowo-jonowych (LIB) osiągnęły w 2022 r. poziom 136 EUR/kWh. Oznacza to wzrost o 7% w porównaniu

z 2021 r. W Europie, ze względu na wyższe koszty produkcji, średnie ceny w 2022 r. wynosiły 152 EUR/kWh i były o 24% wyższe niż w USA i o 33% wyższe niż w Chinach. Według BloombergNEF udział Europy w światowych zapowiedziach inwestycji w zdolności produkcyjne w zakresie baterii litowo-jonowych (LIB) spadł z 41% w 2021 r. do 2% w 2022 r. Należy pamiętać, że takie zapowiedzi dużych inwestycji mają zazwyczaj charakter „ryczałtowy” i nie są zgodne ze schematem liniowym. Zgodnie z prognozami z połowy 2023 r. Stany Zjednoczone wyprzedzą w 2031 r. unijne zdolności produkcyjne UE w zakresie baterii. Podczas gdy USA dodały 436 GWh (wzrost o 57,9%) do przygotowywanych projektów od rozpoczęcia obowiązywania ustawy o obniżeniu inflacji, UE dodała jedynie 25 GWh (3%). Biorąc pod uwagę wsparcie zapewnione w ustawie o obniżeniu inflacji i niższe ceny energii w USA, rzeczywista cena baterii w UE byłaby o 40% wyższa niż w USA. Oznacza to do 4 000 EUR wyższe koszty baterii do europejskich BEV, czyli lukę cenową, która może mieć negatywny wpływ na wprowadzanie zdolności produkcyjnych w UE.

Stale rośnie również unijny rynek baterii stacjonarnych. W pierwszym kwartale 2023 r. zainstalowana baza magazynowania energii w sieciach energetycznych (z wyjątkiem elektrowni szczytowo-pompowych) w UE wynosiła około 11 GW/14,7 GWh magazynów energii, z czego ~5,3 GW/55,6 GWh stanowiły instalacje przyłączane do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej. Co najmniej ~19 GW/42,3 GWh magazynów energii przyłączanych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej jest obecnie w fazie rozwoju. Aby jednak osiągnąć unijne cele 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

Komisja Europejska przygotowuje plan działania UE mający na celu przyspieszenie wdrażania pomp ciepła. Pod koniec 2022 r. w osiemnastu państwach członkowskich UE objętych Europejską Organizacją Pomp Ciepła (EHPA), działało 17,4 mln indywidualnych pomp ciepła, przeznaczonych głównie do ogrzewania. Ich sprzedaż wzrosła w 2022 r. o 41% do 2,75 mln sztuk. W pierwszej połowie 2023 r. sprzedaż pomp ciepła w UE nadal rosła, podczas gdy w niektórych państwach, takich jak Włochy, sprzedaż spadła w porównaniu z pierwszą połową 2022 r. ze względu na zmieniające się krajowe systemy wsparcia i niekorzystne relacje cen energii elektrycznej do gazu. Scenariusze dekarbonizacji oparte na modelach wykazały wysoki potencjał wzrostu. 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.

Szacuje się, że w 2021 r. zdolność produkcyjna UE pokryła 75% popytu w UE na indywidualne wodne pompy ciepła. Producenci wodnych pomp ciepła inwestują na niespotykaną dotąd skalę i w bezprecedensowym tempie w moce produkcyjne w Europie, inwestując w latach 2023–2026 prawie 5 mld EUR, a także w nową platformę promującą wdrażanie pomp ciepła utworzoną w celu przyspieszenia ich wprowadzania. 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.

Energia geotermalna

Głęboka energia geotermalna ma najwyższy współczynnik wykorzystania mocy ze wszystkich odnawialnych źródeł energii (który może przekroczyć 80%), niskie koszty operacyjne i rozbudowaną bazę produkcyjną. W 2022 r. moc energii geotermalnej z głęboko położonych złóż osiągnęła 16,1 GWe na świecie, z czego 877 MWe w UE. W 2022 r. w Europie nie uruchomiono żadnego nowego zakładu, a globalny wzrost o 286,4 MWe, głównie w Kenii, Indonezji i USA, był niższy od rocznej tendencji sprzed pandemii wynoszącej 3%. Bardziej obiecujące jest to, że od 2010 r. bezpośrednie wykorzystanie ciepła geotermalnego w UE odnotowuje stały wzrost o 9%, zwłaszcza w systemach ciepłowniczych i chłodniczych. Obecnie istnieje 261 systemów, w których wykorzystuje się bezpośrednio ciepło geotermalne, przy czym w 2022 r. dodano 12 nowych systemów (5 w samej Francji). Polsce czynnych jest obecnie 8 ciepłowni geotermalnych.

Turbiny do produkcji energii geotermalnej są produkowane głównie przez kilka dużych, w większości pozaeuropejskich, korporacji przemysłowych, takich jak Toshiba (JP), Fuji Electric (JP), Mitsubishi Heavy Industries (JP), Ormat Technologies (US/IL) i Ansaldo Energia (IT), z kilkoma godnymi uwagi wyjątkami we Włoszech. Rynek budowy obiektów geotermalnych obejmuje wiele przedsiębiorstw z sektora publicznego i prywatnego. W systemach ciepłowniczych dostawcy urządzeń geotermalnych na potrzeby podziemnej części instalacji działają głównie w przemyśle naftowym i gazowym. Pompy, zawory i systemy sterowania są zazwyczaj przywożone z USA i Kanady. Działalność w zakresie poszukiwania i prowadzenia odwiertów, która wiąże się z dużymi kosztami projektów geotermalnych na dużych głębokościach, jest zdominowana przez kilka wyspecjalizowanych przedsiębiorstw spoza Europy, choć rozwijają się także firmy z polskim kapitałem (Exalo Drilling S.A. – grupa Orlen, UOS Drilling S.A.).

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 (zwłaszcza sezonowe). 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.

Oczekuje się, że globalna moc zainstalowanych elektrolizerów osiągnie około 2 GW do końca 2023 r. w stosunku do zakresu 600–700 MW na koniec 2022 r. i 500 MW pod koniec 2021 r. Większość tych mocy szacowanych w przedziale 50–75% ma charakter alkaliczny, a pozostała część składa się prawie całkowicie z elektrolizerów z membraną do wymiany protonów (PEM). Jeżeli chodzi o moc zainstalowaną, Chiny są liderem z oczekiwaną mocą zainstalowaną wynoszącą około 1 GW do końca 2023 r., z największym na świecie projektem o mocy 260 MW uruchomionym w 2023 r., co oznacza wzrost z 204 MW już zainstalowanych w 2022 r. Za nimi plasuje się Europa (UE-27, EFTA, Zjednoczone Królestwo) z przewidywaną mocą 500 MW do końca 2023 r. (jedna czwarta światowej mocy), co oznacza wzrost z 162 MW w eksploatacji (sierpień 2022 r.). W przypadku Stanów Zjednoczonych nie ma

wystarczających szczegółowych danych, a moc zainstalowaną w 2022 r. oszacowano na 19 MW. Do końca 2022 r. światowe moce produkcyjne elektrolizerów oszacowano na około 13-14 GW/rok, z czego około 3,3 GW/rok w Europie.

Inicjatywy branżowe, takie jak europejski sojusz na rzecz czystego wodoru pod patronatem Komisji Europejskiej służący promowaniu wiodącej pozycji w przemyśle w dziedzinie wodoru odnawialnego i niskoemisyjnego oraz partnerstwo na rzecz elektrolizerów, mają na celu osiągnięcie rocznej mocy produkcyjnej elektrolizerów wynoszącej 25 GW do 2025 r. Największe moce produkcyjne mają Chiny, które wytwarzają co najmniej połowę globalnych ilości i koncentrują się niemal wyłącznie na elektrolizerach alkalicznych. Moc produkcyjna w Ameryce Północnej jest podobna do mocy produkcyjnej w Europie i koncentruje się obecnie w większym stopniu na elektrolizie PEM. Pod względem konkurencyjności kosztowej cena energii elektrycznej jest jednym z głównych czynników wpływających na ostateczny koszt wodoru wytwarzanego w procesie elektrolizy wody, a jego waga rośnie wraz z liczbą godzin pełnego obciążenia elektrolizera. Źródła amerykańskie szacują, że ceny energii elektrycznej na poziomie około 30 USD/MWh (28,4 EUR/MWh) dałyby cenę wodoru rzędu 2 USD/kgH₂ lub około 1,9 EUR/kgH₂.

W Europie Wspólne Przedsięwzięcie na rzecz Czystego Wodoru inwestuje 2,4 mld EUR w całe łańcuchy 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 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 biogazu i biometanu

Zrównoważony biogaz i 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 gazowej³⁸.

Komercyjną technologią produkcji biogazu lub 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.

Wysokość finansowania technologii produkcji biometanu ze środków publicznych UE na badania naukowe i innowacje w latach 2014–2021 wynosiła 77 mln EUR, co oznacza, że UE stała się liderem w dziedzinie wynalazków o wysokiej wartości na całym świecie. W latach 2010–2022 UE była zdecydowanie liderem pod względem publikacji naukowych, a w 2022 r. Chiny zajmowały trzecie miejsce.

W 2022 r. UE była największym producentem biogazu, który odpowiadał za ponad 67% światowej produkcji biogazu. Z tego 53% wyprodukowano w Niemczech, a za nimi uplasowała się Ameryka Północna (około 15%), natomiast Chiny zapewniają zachęty do produkcji biogazu w celu zwiększenia jego produkcji. Wiele europejskich przedsiębiorstw odgrywa ważną rolę na rynku produkcji wyposażenia wytwórni biogazu oraz ogólnego projektowania i budowy wytwórni. Obroty unijnego sektora biogazu wyniosły w 2021 r. 5 530 mln EUR, z czego 60% w Niemczech i 12% we Włoszech, a liczba bezpośrednich i pośrednich miejsc pracy wynosiła 47 100.

Surowce do produkcji biogazu 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. Obecnie koszty produkcji biometanu wynoszą 40–120 EUR za MWh; 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 w wysokości 1–2 mln EUR, 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.

Wielkość łącznej produkcji biogazu i biometanu z fermentacji beztlenowej w UE w 2021 r. stanowiła 4,4% zużytego gazu ziemnego, tj. 18,4 mld metrów sześciennych (mld m³). Z tego 3,5 mld m³ biometanu wyprodukowano w 1 067 zakładach przemysłowych z biogazu uszlachetnionego, a 14,9 mld m³ biogazu w 18 843 zakładach przemysłowych wykorzystujących fermentację beztlenową. UE jest największym producentem biometanu na świecie. Pod koniec 2020 r. na całym świecie działało 1 161 zakładów uszlachetniających biogaz o zdolności produkcyjnej wynoszącej 6,7 mld metrów sześciennych rocznie. 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. Produkcja skroplonego biometanu na potrzeby transportu szybko rośnie w UE – w 2021 r.

³⁸ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego

było 15 zakładów o mocy 1,24 TWh rocznie (0,12 mld m³/rok). Potencjalna moc do 2025 r. może osiągnąć 12,4 TWh rocznie w 104 wytwórniach.

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. Prace nad nowymi rozwiązaniami są w toku. W 2024 r. zostało przyjęte Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji produktów technologii neutralnych emisyjnie, które określa cel UE wynoszący co najmniej 50 mln ton mocy załączania CO₂ rocznie do 2030 r. i nakład na unijnych producentów ropy i gazu obowiązek przyczynienia się do osiągnięcia tego celu. Aby wesprzeć powstający łańcuch wartości CO₂ za pomocą kompleksowych długoterminowych ram polityki, Komisja opublikowała w 2021 r. komunikat w sprawie zrównoważonego obiegu węgla, a w 2022 r. wniosek dotyczący rozporządzenia w sprawie unijnych ram certyfikacji usuwania dwutlenku węgla. W lutym 2024 r. Komisja opublikowała komunikat w sprawie strategii przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla (ICM) obejmującej CCS, wychwytywanie i utylizację dwutlenku węgla (CCU) oraz przemysłowe usuwanie dwutlenku węgla.

Sprawozdania z wdrażania dyrektywy w sprawie CCS przedłożone w 2023 r. wskazują na rosnące zainteresowanie technologią CCS ze strony uczestników rynku w całej UE. Obecnie dyrektywa nie jest jednak jednolicie stosowana we wszystkich państwach członkowskich UE, nie ma także zharmonizowanych przepisów dotyczących infrastruktury na potrzeby transportu i magazynowania CO₂. Jednym z celów strategii ICM jest rozwiązanie tego problemu. UE ma stosunkowo dobrą pozycję w zakresie technologii wychwytywania CO₂, a wiele przedsiębiorstw zapewnia różne technologie wychwytywania (przed spalaniem i po spalaniu oraz w technologii tlenowo-paliwowej) na warunkach komercyjnych. Obecnie nie są one jednak wdrażane na dużą skalę. Koszt CCS różni się znacznie w zależności od czynników specyficznych dla danego miejsca, rozwoju technologii, dostępu do finansowania, korzyści skali uzyskiwanej dzięki wspólnej infrastrukturze, a także w zależności od sektora i technologii. Podsumowując, koszty technologii są nadal znaczne. Orientacyjne koszty jednostkowe w EUR/tonę CO₂ wynoszą 28–55 EUR/tonę CO₂ w przypadku wychwytywania, 4–11 EUR/tonę CO₂ w przypadku transportu i 8–30 EUR/tonę CO₂ w przypadku składowania³⁹.

Rozwijając pełne przemysłowe łańcuchy wartości w zakresie technologii CCS, UE pozostaje w tyle za innymi gospodarkami, takimi jak USA i Kanada. Według Global CCS Institute we wrześniu 2022 r. na całym świecie w przygotowaniu było 196 obiektów CCS, z czego 73 znajduje się w Europie. Na koniec lipca 2023 r. w UE nie było jeszcze żadnych funkcjonujących projektów składowania CO₂, a modele biznesowe są wciąż w fazie początkowej.

Popyt i podaż materiałów wymaganych w łańcuchach wartości CCS i CCU są dziedziną wymagającą dalszych badań. CCS jest jednak mniej narażone na ryzyko związane z surowcami krytycznymi niż inne technologie. W 2022 r. wartość światowego rynku CCS wyniosła 6,4 mld USD (6 mld EUR). Stany Zjednoczone odnotowały najwyższe przychody w tym łańcuchu wartości, osiągając 1 945 mld EUR w 2021 r., w dużej mierze ze względu na wykorzystanie załączania CO₂ pod ziemię w celu zwiększenia odzysku węgłowodórów. Dla porównania całkowity przychód Europy wyniósł 92 mln EUR⁴⁰.

W ramach badania rynku zidentyfikowano 186 kluczowych przedsiębiorstw na całym świecie prowadzących działalność w zakresie CCS. 24% z nich to podmioty europejskie lub prowadzące działalność w tym sektorze za pośrednictwem europejskich spółek zależnych. W UE jest kilka podmiotów prowadzących działalność w sektorze ropy naftowej i gazu, które mają długą historię budowy rurociągów,

³⁹ Komisja Europejska – „Sprawozdanie komisji dl Parlamentu Europejskiego i Rady. Postępy w dziedzinie konkurencyjności w zakresie czystych technologii energetycznych”. Bruksela, 24.10.2023 r.

⁴⁰ Ibidem

odwiertów i posiadają znaczne kompetencje geologiczne, co będzie przydatne przy opracowywaniu projektów infrastrukturalnych w zakresie CCS. Informacje zgromadzone w sprawozdaniach z wdrażania dyrektywy w sprawie CCS wskazują na rosnące zainteresowanie ze strony potencjalnych dostawców infrastruktury, zwłaszcza w zakresie składowania CO₂. Łącznie na terenie UE wydano siedem pozwoleń na poszukiwania i dwa pozwolenia na składowanie CO₂, przy czym zapowiedziano, że do 2028 r. złożonych zostanie ponad 10 wniosków o pozwolenie na składowanie. Obok przedsiębiorstw naftowych i gazowych pojawiają się nowe podmioty specjalizujące się w różnych częściach łańcucha wartości CCS. Na przykład przedsiębiorstwa żeglugowe rozszerzają swoją działalność na transport CO₂, a dostawcy z branży inżynierskiej opracowują rozwiązania w zakresie wychwytywania dla emitentów zewnętrznych.

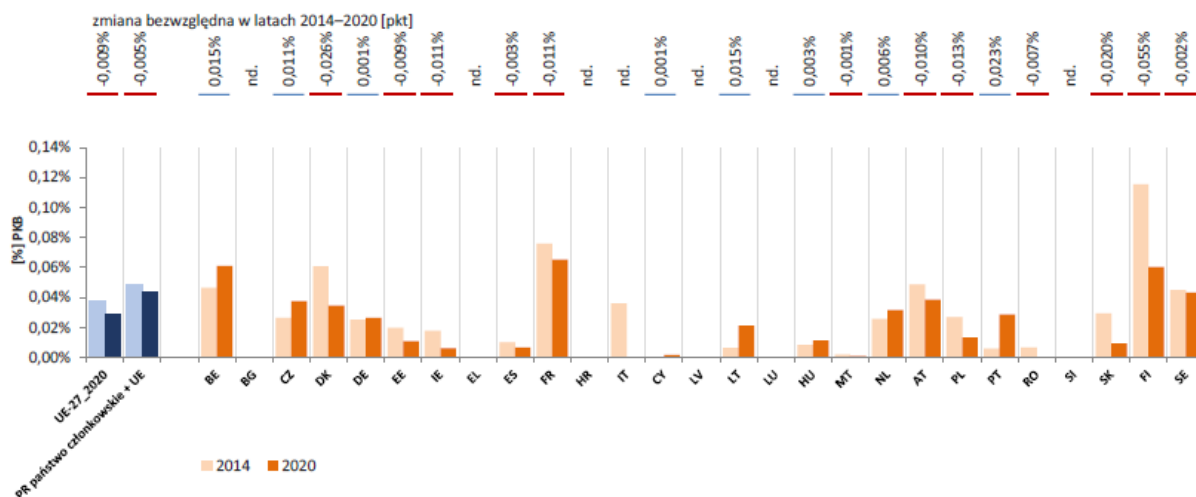
CCS to stosunkowo dojrzała i dostępna technologia, jest jednak nadal bardzo kosztowna i wciąż istnieje wiele niepewności z nią związanych np. kwestia akceptacji społecznej. Aby przyczynić się do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., CCS musi jednak zostać wdrożone na dużą skalę. Nadal niezbędne 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. Dzięki Funduszowi Innowacyjnemu Komisja wspiera już roczne wychwytywanie ponad 10 mln ton CO₂ począwszy od 2026 r., przy czym wsparcie finansowe dla wybranych projektów wynosi ponad 2,5 mld EUR. Wynika z tego, że finansowanie publiczne – zarówno na szczeblu unijnym, jak i krajowym – będzie potrzebne, aby przyciągnąć kapitał prywatny.

5.2. Obecny poziom nakładów publicznych i prywatnych na badania naukowe i innowacje w zakresie technologii niskoemisyjnych, obecna liczba patentów oraz obecna liczba osób prowadzących badania naukowe

Badania naukowe są głównym motorem innowacji, a monitorowanie wydatków na badania i rozwój oraz ich intensywność (nakłady na B+R jako procent PKB) są uważane za dwa kluczowe wskaźniki stosowane do porównywania państw pod względem wagi, jaką przykładają do rozwoju technologicznego. Opracowanie skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji również ma kluczowe znaczenie dla konkurencyjnego przemysłu czystej energii. UE utrzymuje się w czołówce pod względem badań naukowych w zakresie czystej energii, zachowuje silną pozycję w obszarze patentów objętych ochroną międzynarodową oraz odgrywa wiodącą rolę w dziedzinie odnawialnych źródeł energii i efektywności energetycznej. Zwiększenie starań na rzecz synergicznego wykorzystania programów unijnych i krajowych oraz określenie jasnych krajowych celów w zakresie badań naukowych i innowacji na 2030 r. i w dłuższej perspektywie to nadal zasadnicze elementy opracowania tej skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji.

Polityka UE w dziedzinie badań naukowych i innowacji wyznacza kierunek innowacji i wpływa na strukturę portfela czystych technologii energetycznych. Największy na świecie program badań naukowych i innowacji „Horyzont Europa” (którego budżet na badania naukowe i innowacje w latach 2021–2027 wynosi 95,5 mld EUR) i inne unijne programy zapewniające finansowanie (np. fundusz innowacyjny i finansowanie polityki spójności) mają za zadanie wzmocnienie unijnego ekosystemu badań naukowych i innowacji oraz wspieranie osiągania celów polityki UE. Wraz ze wspólnymi i skoordynowanymi staraniami państw członkowskich (zwłaszcza w ramach strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych (plan EPSTE) działania w zakresie badań naukowych i innowacji zwiększają odporność unijnego sektora czystej energii.

Większość państw członkowskich UE w 2020 r. zwiększyła swoje publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej, wartość zgłoszonych do tej pory inwestycji wynosi ponad 4 mld EUR. W 2021 ponad połowa państw członkowskich UE, które przekazały dane, zwiększyła swoje publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej. W porównaniu z 2020 r., przy czym wartość zgłoszonych do tej pory inwestycji wynosi 5,4 mld EUR. Od 2020 r. w ramach programu „Horyzont 2020” i jego następcy – programu „Horyzont Europa” – przeznaczane jest ponad 2 mld Euro rocznie na finansowanie programów krajowych państw członkowskich, co stanowi istotny wzrost inwestycji w badania naukowe i innowacje.

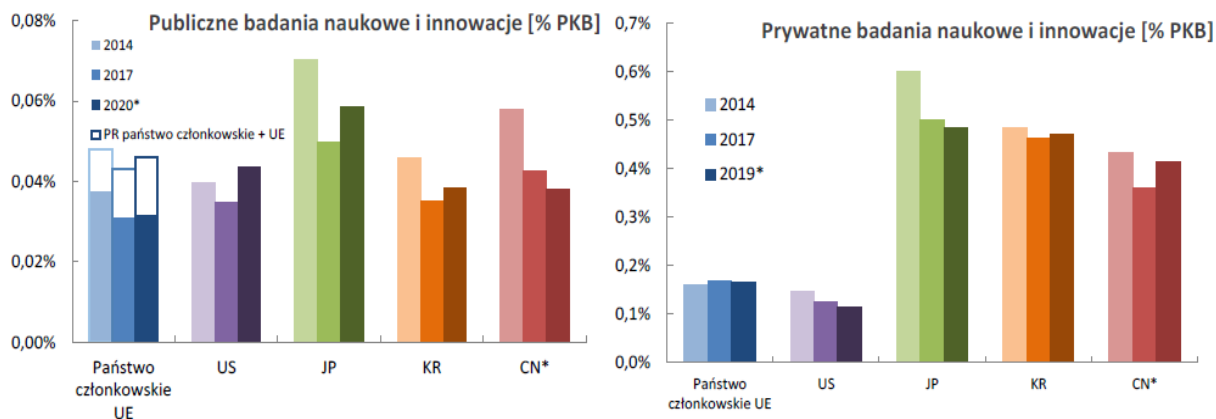


Rysunek 5.1. Publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie czystej energii w państwach członkowskich UE jako udział w PKB od początku realizacji programu „Horyzont 2020

Źródło: JRC na podstawie MAE

Chociaż same wkłady krajowe dużych gospodarek pozostają niskie, po uwzględnieniu środków programu „Horyzont 2020”, w 2020 r. Unia Europejska znalazła się na szczycie rankingu dużych gospodarek, pod względem inwestycji sektora publicznego w badania naukowe i innowacje w zakresie priorytetów unii energetycznej. W wydatkach bezwzględnych wydatki te wyniosły 8,2 mld Euro, przed Stanami Zjednoczonymi, których inwestycje wyniosły 7,7 mld EUR, co stanowi poprawę w porównaniu z 2020 r. Unia Europejska uplasowała się również na drugim miejscu pod względem udziału w PKB (0,047%, po Japonii z wynikiem 0,057%). Pomimo tego, inwestycje w publiczne badania naukowe i innowacje na poziomie krajowym i unijnym, mierzone jako odsetek produktu krajowego brutto (PKB), pozostają poniżej poziomów z 2014 r. (Rysunek 5.2). W pozostałych dużych gospodarkach również odnotowano tę samą tendencję. Celem Unii Europejskiej na rok 2030 jest poniesienie wydatków ogółem na badania i rozwój, w wysokości 3% PKB całej UE.

Według światowych ocen, sektor prywatny inwestuje co najmniej trzy razy więcej w badania i innowacje w zakresie czystej energii niż budżety rządowe. Inwestycje sektora przedsiębiorstw UE stanowią 80% wydatków na badania i innowacje w ramach priorytetów badań i innowacji unii energetycznej. W 2019 r. szacunkowe prywatne inwestycje w badania i innowacje wyniosły 0,17% PKB (Rysunek 5.2), co stanowi również 11% łącznych wydatków na badania i rozwój sektora przedsiębiorstw i przedsiębiorstw. Od 2014 r. szacunki dla UE, Stanów Zjednoczonych i Japonii wskazują na porównywalne kwoty w wartościach bezwzględnych w odpowiednich obszarach badań naukowych i innowacji (od 18 do 22 mld EUR rocznie). Jednak pod względem PKB, prywatne inwestycje w badania naukowe i innowacje w UE są wyższe od wydatków USA, ale niższe niż w przypadku innych głównych, konkurencyjnych gospodarek azjatyckich (Japonia, Korea i Chiny). W 2022 r. UE odpowiadała za 19% światowych inwestycji z wykorzystaniem kapitału wysokiego ryzyka w przedsiębiorstwa z sektora czystych technologii energetycznych i tym samym uplasowała się na trzecim miejscu, za Stanami Zjednoczonymi i Chinami.



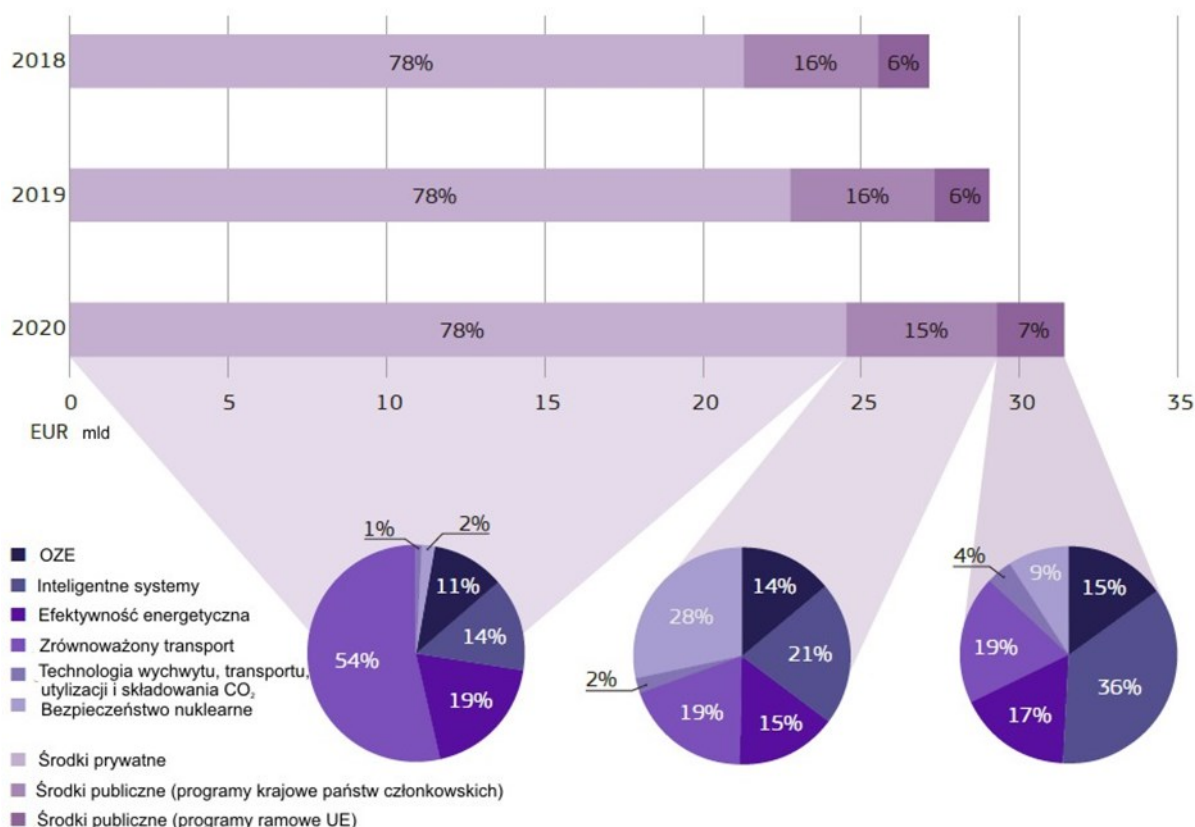
Rysunek 5.2. Publiczne i prywatne finansowanie badań naukowych i innowacji w ramach priorytetów unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji w dużych gospodarkach jako udział w PKB

Źródło: JRC na podstawie MAE, 2023

Programy badań i innowacji UE w zakresie priorytetów unii energetycznej, skupiały się głównie wokół rozwiązań dotyczących energii niskoemisyjnej. W 2020 r. na Priorytety badań i innowacji w dziedzinie technologii energetycznych unii energetycznej, zainwestowano 31 mld EUR. Około 78% tych środków pochodziło z sektora prywatnego, podczas gdy pozostała część pochodziła z finansowania publicznego państw członkowskich (15%) i UE (7%). Ogólnie, przez ostatnie 3 lata inwestycje te wzrosły o 2 miliardy EUR, czyli średnio rocznie o 7,5%.

Na cele związane ze zrównoważonym transportem, sektor prywatny w zakresie badań i innowacji generował prawie 90% środków, natomiast na większość pozostałych priorytetów - ponad dwie trzecie środków. Istnieją dwa wyjątki - inwestycje w bezpieczeństwo jądrowe, które jest finansowane głównie ze środków publicznych (krajowych) oraz wychwytywanie i wykorzystanie dwutlenku węgla i magazynowanie (CCUS), które otrzymuje prawie równe udziały z publicznych i prywatnych inwestycji w badania i innowacje.

Branżą z największym udziałem inwestycji w badania i innowacje, we wszystkich priorytetach na rok 2020, pozostawał transport zrównoważony – przyciągnął 45% ogółu inwestycji w badania naukowe i innowacje oraz 54% inwestycji prywatnych. Następnym priorytetem była efektywność energetyczna, która pozyskała 18% środków ogółem oraz inteligentne systemy (17% całkowitej puli).



Rysunek 5.3. Inwestycje w priorytety badań i innowacji w ramach unii energetycznej w UE (2018-2020), [mld Euro]

Źródło: European Commission, PROGRESS REPORT 2023 Coordinated energy research and innovation for a competitive Europe, 2023

W UE w programie badania naukowe, innowacje i konkurencyjność, 20 państw członkowskich zgłosiło środki służące realizacji celów i polityk w ramach europejskiego strategicznego planu w dziedzinie technologii energetycznych. Większość państw członkowskich zgłosiło kompleksowe programy finansowania badań naukowych, które wspierają rozwój technologii objętych zakresem grup roboczych ds. wdrażania planu. Jeżeli chodzi o wydatki publiczne na badania naukowe i innowacje, 19 państw członkowskich przedstawiło informacje na temat wymiernych założeń krajowych, a 5 zgłosiło je w zestawieniu z celem. Spośród 13 państw członkowskich, które przekazały dane za 2020 r. i 2021 r., 12 odnotowało wzrost inwestycji w badania naukowe i innowacje (AT, CZ, DE, ES, FR, LT, MT, NL, AT, PT, FI, SE), a tylko jedno odnotowało niewielki spadek (EL).

Patentowanie innowacji w Unii Energetycznej

Od 2014 r. połowa państw członkowskich UE zwiększyła swoją działalność patentową zgodnie z priorytetami unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji, przy czym liderzy w dziedzinie ekoinnowacji, tacy jak Niemcy i Dania, osiągnęli dobre wyniki zarówno pod względem liczb bezwzględnych, jak i udziału zielonych patentów w ogólnym portfelu innowacji. Od 2014 r. liczba wniosków patentowych UE w ramach priorytetów unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji wzrasta średnio o 5% rocznie. Chociaż istnieją znaczne różnice w tendencjach w patentowaniu zarówno między państwami członkowskimi, jak i w odniesieniu do konkretnych technologii, ogólnie UE utrzymuje silną pozycję w obszarze patentów objętych ochroną międzynarodową. Ogólnie rzecz biorąc, w latach 2014-2020 UE plasowała się na drugim miejscu po Japonii pod względem międzynarodowych wniosków patentowych, była liderem w dziedzinie odnawialnych źródeł energii (29%) i razem z Japonią zajmuje pierwsze miejsce w dziedzinie efektywności energetycznej (24%), głównie dzięki specjalizacji UE w zakresie materiałów i technologii dla budynków. Dane dotyczące patentów zgłaszanych przez podmioty z UE wskazują również na jej wiodącą pozycję w dziedzinie paliw odnawialnych, baterii i elektromobilności oraz technologii wychwytywania, składowania i utylizacji dwutlenku węgla. Traci nieco natomiast w przypadku inteligentnych systemów (17%) będąc na czwartej pozycji wśród dużych gospodarek.

	2015	2020
Technologie energii odnawialnej	0,1	0,2
Inteligentne rozwiązania dla konsumentów	-0,1	-0,2
Zintegrowane i elastyczne systemy energetyczne	-0,3	-0,5
Efektywność energetyczna budynków	0,1	0,3
Efektywność energetyczna w przemyśle	-0,2	-0,1
Baterie i elektromobilność	0,2	0,0
Paliwa odnawialne i bioenergia	0,3	1,0
Technologia wychwytu, utylizacji i składowania CO ₂	0,6	0,7
Bezpieczeństwo nuklearne	-0,3	-0,5

Rysunek 5.4. Zmiana wskaźnika specjalizacji UE dla zgłoszeń patentowych w działaniach Planu EPSTE w latach 2015-2020

Źródło: European Commission, PROGRESS REPORT 2023 Coordinated energy research and innovation for a competitive Europe, 2023

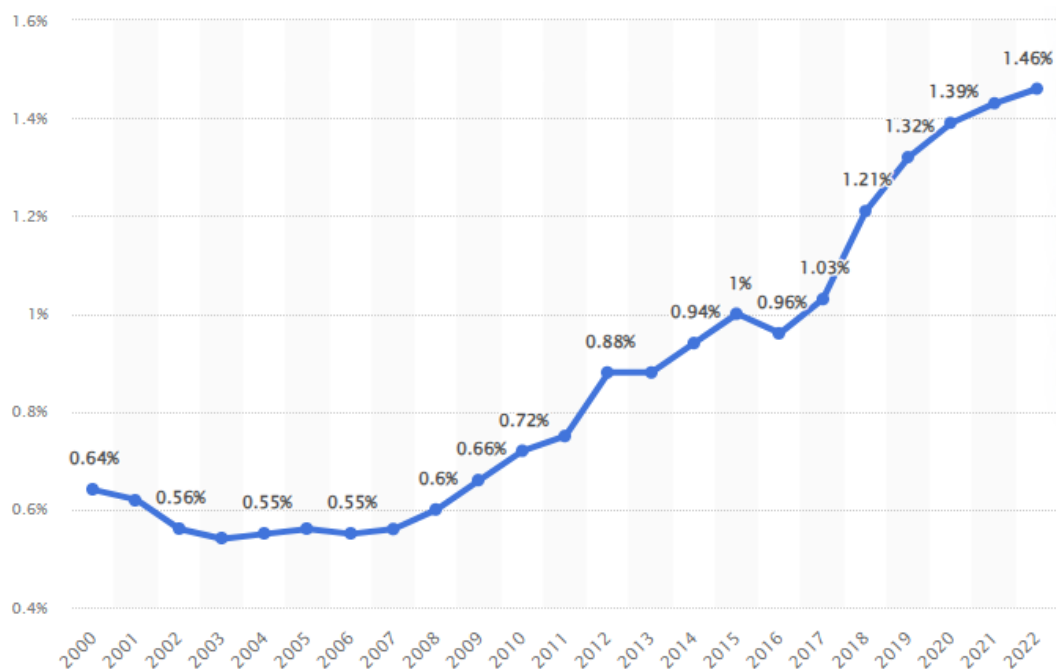
Na całym świecie w 2020 r. ukazało się nieco mniej publikacji naukowych dotyczących niskoemisyjnych technologii energetycznych niż w latach 2016–2019. W UE liczba ta wzrosła bardziej umiarkowanie w latach 2016–2019 (w porównaniu ze średnią światową), a w 2020 r. odnotowała większy spadek. Wkład UE można było zaobserwować w nieco ponad 16% artykułów naukowych opublikowanych na świecie, lecz w UE liczba opracowywanych publikacji przypadająca na mieszkańca była w dalszym ciągu ponad dwukrotnie wyższa niż średnia światowa. Tendencja ta wynika przede wszystkim z rosnącej liczby publikacji naukowych w innych dziedzinach oraz z faktu, że gospodarki o wysokich dochodach przestają dominować w zagadnieniach związanych z czystą energią i innowacjami. 10 lat temu UE była liderem w badaniach w dziedzinie energetyki, ale spadła na drugą pozycję w związku z ogromnym wzrostem ilości i poprawą jakości badań realizowanych w Chinach. Naukowcy chińscy wiodą prym pod względem najczęściej cytowanych publikacji dotyczących energetyki (z udziałem na poziomie 39%). Niemniej jednak naukowcy z UE współtworzą i publikują na arenie międzynarodowej prace dotyczące czystej energii w stopniu znacznie przewyższającym średnią światową. Ponadto w UE obserwuje się bardziej intensywną współpracę w tym zakresie między sektorem publicznym i prywatnym. Program ramowy w zakresie badań naukowych i innowacji „Horyzont 2020”, Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego oraz siódmy program ramowy w zakresie badań naukowych i innowacji znalazły się w światowej czołówce 20 uznanych systemów finansowania wspierających naukę w dziedzinie czystej energii w latach 2016–2020.

Jak podkreślono w sprawozdaniu z postępów w dziedzinie konkurencyjności z 2022 r. oraz w Wytycznych dla państw członkowskich dotyczących aktualizacji krajowych planów w dziedzinie energii i klimatu na lata 2021–2030, wytyczenie skutecznej ścieżki badań naukowych i innowacji wymaga odpowiedniej liczby ekspertów i przedsiębiorców wspieranych przez skoordynowane wykorzystywanie programów unijnych, krajowych i regionalnych. Wymaga to również jasno określonych krajowych celów i założeń w zakresie badań naukowych i innowacji do 2030 r. i w dłuższej perspektywie, wzmocnionej współpracy między państwami członkowskimi oraz ciągłego monitorowania krajowych działań w dziedzinie badań naukowych i innowacji. Wspólne i skoordynowane starania we wszystkich państwach członkowskich, w szczególności poprzez zmieniony europejski strategiczny plan w dziedzinie technologii energetycznych (plan EPSTE) oraz krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu stanowią również wyjątkową okazję do pogłębienia dialogu między UE i jej państwami członkowskimi na temat badań naukowych i innowacji w zakresie czystej energii i konkurencyjności.

Krajowe nakłady na sferę badawczo rozwojową (B+R)

Nakłady krajowe brutto na działalność B+R w 2022 r. wyniosły 44,7 mld zł i wzrosły w stosunku do poprzedniego roku o 18,6%. Wskaźnik intensywności prac B+R, stanowiący udział nakładów

wewnętrznych na działalność B+R w PKB sukcesywnie wzrastał z poziomu ok. 0,5% PKB w 2005 r., 2010 r. – 0,7% PKB, 2015 r. – ok. 1% PKB, do ok. 1,39% PKB w 2020 r. i 1,46% PKB w 2022 r.



Rysunek 5.5. Wydatki krajowe brutto na badania i rozwój (GERD) jako procent PKB w Polsce w latach 2000-2022

Źródło: Eurostat

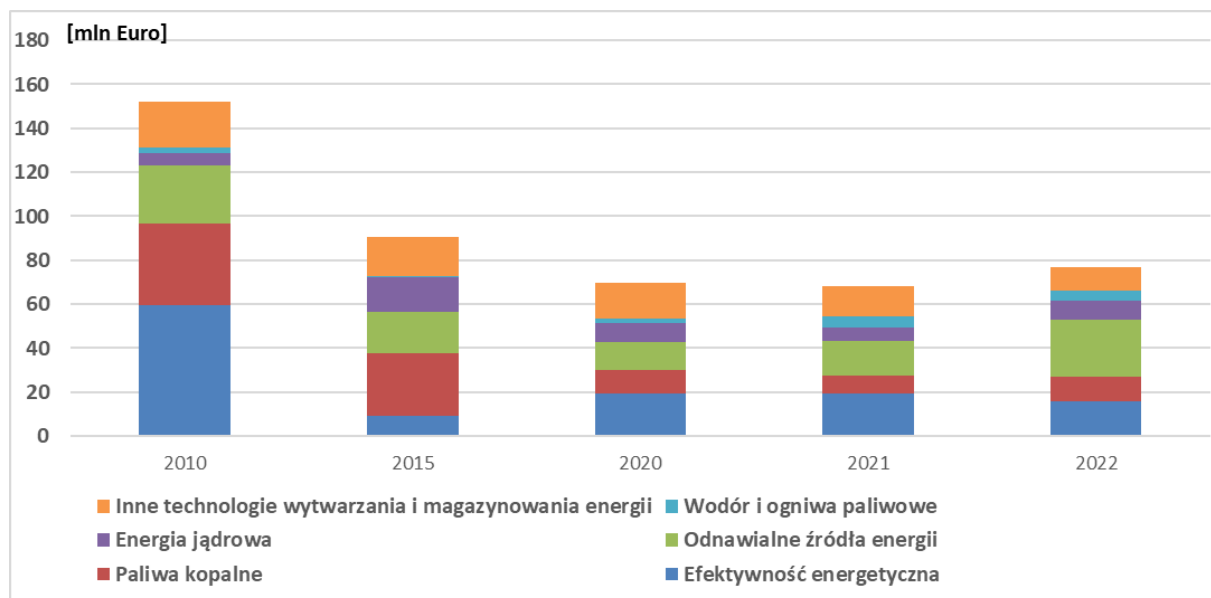
Podobnie jak w ubiegłych latach, w 2022 r. głównymi sektorami finansującymi działalność badawczą i rozwojową w Polsce był sektor przedsiębiorstw oraz sektor rządowy. Podobnie jak w reszcie Wspólnoty i w Polsce, nakłady inwestycyjne w sektorze prywatnym przewyższają nakłady ze środków publicznych. Środki tych sektorów finansujących stanowiły odpowiednio 54,8% oraz 33,5% wszystkich nakładów wewnętrznych na działalność B+R (wobec 50,9% oraz 37,4% w 2021 r.). Sektorem wykonawczym charakteryzującym się najwyższymi nakładami wewnętrznymi na prace B+R był sektor przedsiębiorstw, który w 2022 r. wydał na ten cel 29,5 mld zł (wzrost w stosunku do roku poprzedniego o 23,9%). W 2022 r. ponosiły one około 66% całości nakładów, podczas gdy rok temu udział ten wyniósł około 63%. Według danych Eurostatu Polska jest krajem, który (obok Cypru) na tym polu dokonał największego postępu - w 2011 r. udział w finansowaniu badań ze środków własnych przedsiębiorstw, wynosił zaledwie 28,1%. Od 2016 r. rośnie także udział środków pochodzących z Komisji Europejskiej. Choć nie jest on aż tak wysoki jak przed końcem wydatkowania środków z perspektywy finansowej 2007-2013 (14,6% w 2015 r.), to w 2022 r. środki te stanowiły blisko 3 mld zł, czyli 6,7% łącznych nakładów i korzystało z nich aż 19,1% podmiotów.

Krajowe nakłady na innowacje w priorytety Unii Energetycznej

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

Statystyki krajowe podają informacje dotyczące łącznych nakładów na badania i prace rozwojowe, bez wyszczególniania danych dla technologii niskoemisyjnych czy poszczególnych obszarów priorytetowych Unii Energetycznej. Pomimo znacznego wzrostu w ostatnim czasie publicznych budżetów na badania i rozwój, Polska nadal wydaje stosunkowo niewiele na wsparcie badań i rozwoju w dziedzinie energii (Rysunek 5.6). Zgodnie ze statystyką Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), całkowity budżet na działalność badawczo-rozwojową w obszarze energetyki w Polsce w 2022 r., wyniósł 76,7 mln Euro, co

stanowiło zaledwie 0,002% swojego PKB na badania i rozwój związane z czystą energią. Według metodologii stosowanej przez IEA, w priorytetach badawczych tej organizacji znajdują się również paliwa kopalne, w które zostało zainwestowane w 2022 r. 14,6% środków. W rozwój innowacji w zakresie źródeł odnawialnych zgodnie z danymi IEA przeznaczono 34% środków publicznych, tj. około 26,3 mln EUR, a w poprawę efektywności energetycznej 20,3% budżetu. Z ogólnej kwoty wydatków, zaledwie 6,2% publicznych środków na cele badawcze w dziedzinie energetyki, przypadło technologiom wodorowym i ogniowom paliwowym (4,8 mln Euro), które mogą odegrać kluczową rolę w procesie dekarbonizacji przemysłu, energetyki, ciepłownictwa i transportu, stanowiąc istotny element transformacji energetycznej.



Rysunek 5.6. Podział środków publicznych przeznaczonych w Polsce w latach 2010-2022 r. na B+R w obszarze energetyki

Źródło: International Energy Agency, 2023

Programy wsparcia dla projektów ekologicznych oraz programy badawczo-rozwojowe w dziedzinie energetyki

Ważnym źródłem finansowania badań i rozwoju w dziedzinie energetyki w Polsce są programy finansowania badań i innowacji, prowadzone przez Unię Europejską. W ramach programu „**Horyzont 2020**” w latach 2014-2020 na badania i rozwój w Polsce, przeznaczono łącznie 743 mln EUR, z czego ponad 178 mln EUR na badania i rozwój związane z energią i klimatem, w tym 50 mln EUR na zaawansowaną produkcję i przetwórstwo, 47 mln EUR na bezpieczną, czystą i wydajną energię, 41 mln EUR na inteligentny, ekologiczny i inteligentny transport oraz 40 mln EUR na działania klimatyczne, środowisko oraz efektywne wykorzystanie zasobów i surowców. W lutym 2021 r. został uruchomiony Program ramowy UE w zakresie badań i innowacji „**Horyzont Europa**” na lata 2021-27. Ma on na celu zapewnienie 95,5 mld EUR środków na badania i rozwój dla projektów w całej UE i będzie nadal wspierał badania i rozwój związane z energią oraz wyznaczał cele zwiększenia międzynarodowej współpracy w zakresie badań i rozwoju. Od początku funkcjonowania Programu Horyzont Europa, Polska uzyskała łącznie dofinansowanie w wysokości 207,35 mln EUR, co stanowi 1,48% środków przyznanych państwom członkowskim UE. Z tego programu, w Polsce realizowane są obecnie 472 projekty, a łączna liczba uczestników z Polski wynosi 319. W Polsce, fundusze unijne pokrywają większość wydatków na badania i rozwój Narodowego Centrum Badań i Rozwoju (NCBR), które świadczy szeroki zakres usług w pozyskiwaniu środków z programu Horyzont Europa i jest jednym z kluczowych źródeł finansowania badań i rozwoju w kraju.

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FENIKS)

Jego głównym celem jest poprawa warunków rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami zrównoważonego rozwoju. Program FEnIKS został przyjęty przez KE 6 października 2022 r. Jest on niezwykle istotnym narzędziem realizacji polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej Polski. Środki z nowego funduszu, będą wspierały m.in. wzrost efektywności energetycznej, redukcję gazów cieplarnianych oraz adaptację do zmian klimatycznych. Łączna kwota budżetu przeznaczona na inwestycje i przedsięwzięcia wynosi prawie 29,3 mld EUR. Środki UE dostępne w ramach FEnIKS 2021-2027 dla sektora energii wynoszą 6079 mln Euro, a dla sektora środowiska 3 667 mln EUR.

Minister Klimatu i Środowiska RP będzie odpowiedzialny za realizację dwóch priorytetów (Priorytet I i Priorytet II) o łącznej wartości 9,75 mld EUR (tj. ok 46 mld zł). Kwota ta stanowi aż 40% całej alokacji UE w programie. W ramach I i II Priorytetu, wsparcie będzie ukierunkowywane na obniżenie emisyjności gospodarki i transformację w kierunku gospodarki przyjaznej środowisku i o obiegu zamkniętym. W porównaniu z poprzednim okresem programowania (2014-2020), finansowanie dostępne na realizację tych polityk wzrosło o ponad 50%.

Zmieniły się również proporcje pomiędzy poszczególnymi sektorami: na sektor energii, a więc efektywność energetyczną w różnych rodzajach budynków, OZE (w tym instalacji produkcji biometanu) oraz infrastrukturę elektroenergetyczną i gazową, przewidziano dwa razy więcej środków – 6,08 mld EUR (ok. 29 mld zł). Jest to wzrost adekwatny do skali wyzwań w tym sektorze wynikających z okoliczności gospodarczych i politycznych będących konsekwencją m.in. z wojny na Ukrainie. Również na projekty dotyczące adaptacji do zmian klimatu i ochrony środowiska jest dostępnych więcej funduszy – obecnie jest to 3,67 mld EUR (tj. ok 17 mld PLN).

Program Operacyjny UE Inteligentny Rozwój

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

Fundusze norweskie i EOG - Program Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu

Celem Programu jest złagodzenie zmian klimatycznych i zmniejszenie wrażliwości na zmianę klimatu. Wsparcie ukierunkowane jest przede wszystkim na działania związane z poprawą jakości powietrza (w tym rozwijanie lokalnych systemów ciepłowniczych oraz kogeneracji), zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii geotermalnej oraz energii z małych elektrowni wodnych, a także na przeciwdziałanie zmianom klimatu, czy poprawę stanu środowiska naturalnego i ochronę przyrody. Fundusze zostaną przeznaczone również na wsparcie pilotażowych przedsięwzięć z zakresu energetycznego wykorzystania biomasy. W programie na „Obszar Energia odnawialna, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne” przypada największa pula środków - 112 mln EUR. Został on podzielony na dwa komponenty: Poprawa efektywności energetycznej i bezpieczeństwa energetycznego” oraz „Wzrost produkcji energii ze źródeł odnawialnych”.

Łączna wielkość środków zaangażowanych w realizację Programu w sektorze środowiska wyniesie około 156 mln EUR. Głównym źródłem finansowania Programu Środowisko, Energia i Zmiany Klimatu jest jeden z mechanizmów finansowych nazywanych Funduszami norweskimi i EOG, tj. Mechanizm Finansowy Europejskiego Obszaru Gospodarczego (MF EOG). Uzupełnieniem wsparcia jest budżet krajowy.

Program Nowa Energia

Dysponuje budżetem w wysokości około 550 mln EUR na lata 2021-26, aby wspierać innowacyjne projekty w zakresie zielonej energii w kilku obszarach, w tym klastry energetyczne, inteligentne miasta, technologie wodorowe, wielopaliwowe systemy magazynowania energii i produkcję energii bez emisji.

Program jest prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej i wykorzystuje konkurencyjny proces przetargowy do przyznawania środków.

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

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

Akcelerator Zielonych Technologii - to program innowacyjny prowadzony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska, mający na celu napędzanie krajowej i międzynarodowej komercjalizacji zaawansowanych zielonych technologii opracowanych przez polskich przedsiębiorców. Jego głównym celem jest pomoc polskiemu małym i średnim przedsiębiorstwom w nawiązaniu kontaktów międzynarodowych oraz dostarczenie im niezbędnych narzędzi umożliwiających ich dynamiczny rozwój.

Polska strategia zamówień publicznych „**Saper Innowacji**” wspiera innowacyjne projekty, które poprzez przyciąganie rynku odpowiadają na kluczowe wyzwania związane z bezpieczeństwem energetycznym i transformacją energetyczną. Poprzez „Saper Innowacji” NCBR uruchomił kilka projektów wspierających transformację energetyczną Polski zgodnie z celami klimatycznymi i energetycznymi UE, w szczególności w zakresie ogrzewania i chłodzenia ze źródeł odnawialnych. Projekty w ramach programu „Saper Innowacji” są finansowane z budżetu w wysokości 46 mln EUR, z unijnego programu operacyjnego Inteligentny Rozwój.

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

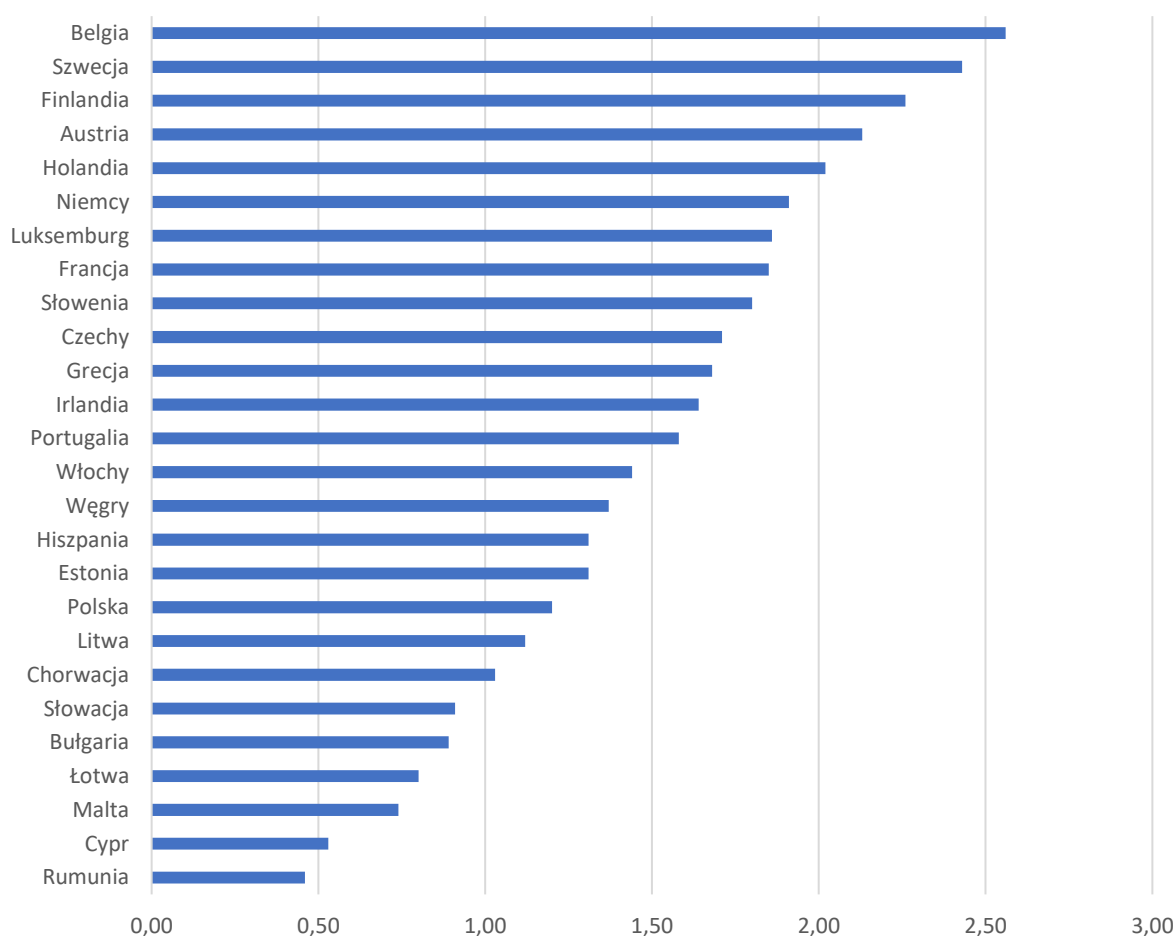
Ministerstwo Klimatu i Środowiska jest zaangażowane w szereg międzynarodowych inicjatyw wspierających innowacje energetyczne, w tym w Europejski Sojusz na rzecz Czystego Wodoru oraz Akcelerator Badań i Innowacji dla Nauki i Społeczeństwa Europejskiego. Polska uczestniczy tylko w jednym z 38 programów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

NCBR rozwija współpracę międzynarodową z partnerami z różnych krajów i regionów, w tym: z Chińską Republiką Ludową, Islandią, Izraelem, Liechtensteinem, Norwegią, Singapurem, RPA, Turcją i Stanami Zjednoczonymi. W maju 2021 r. rządy Polski i Japonii podpisały Plan działań na rzecz realizacji ich partnerstwa strategicznego na lata 2021-25, zakładający wzmocnienie współpracy w sektorze

energetycznym, ze szczególnym uwzględnieniem e-mobilności, czystego transportu opartego na energii elektrycznej i wodorze oraz wymiany informacji na temat rozwoju krajowych strategii wodorowych.

Kadry w sferze B+R

W 2022 r. personel zaangażowany w działalność badawczą i rozwojową liczył 321,4 tys. osób, tj. o 5,2% więcej niż w ubiegłym roku. Ponad połowa personelu B+R pracowała przy działalności B+R realizowanej przez podmioty z sektora przedsiębiorstw (53,1%). Rzeczywiste zaangażowanie tych osób w projekty B+R wyrażone w ekwiwalentach pełnego czasu pracy wyniosło 195,1 tys. EPC i wzrosło w skali roku o 5,3%. W strukturze personelu B+R dominował personel wewnętrzny, stanowiący 81,8% personelu B+R mierzonego w osobach oraz 84,1% – w EPC (w 2021 r. udziały te wyniosły odpowiednio 81,5% i 83,7%). W 2022 r. udział zatrudnionych w B+R w odniesieniu do całkowitego zatrudnienia, w przeliczeniu na pełne etaty wyniósł 1,20% (EPC) wobec analogicznego wskaźnika 1,48% dla całej Unii Europejskiej.



Rysunek 5.7. Udział zatrudnionych w B+R w odniesieniu do całkowitego zatrudnienia w krajach UE, w przeliczeniu na pełne etaty w 2022 r.

Źródło: Eurostat

W 2021 r. Polska była sklasyfikowana na 18 pozycji wśród krajów Unii Europejskiej pod względem wielkości zatrudnienia w działalności badawczej i rozwojowej (w EPC), w przeliczeniu na pełne etaty w stosunku do liczby pracujących ogółem.

Patenty w Polsce

W Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polskiej w 2022 r. dokonano 3323 krajowych i zagranicznych zgłoszeń wynalazków, co oznacza spadek o 4,7% w porównaniu z rokiem poprzednim. W latach 2015-2022 łączna liczba zgłoszeń wynalazków kształtowała się na poziomie 3,5-4,5 tys. rocznie. W 2022 r. w Urzędzie Patentowym RP odnotowano 3233 zgłoszeń wynalazków dokonanych przez podmioty

krajowe, tj. o 4,2% mniej niż w roku poprzednim. Spośród krajowych podmiotów zgłaszających, 40,1% zgłoszeń wynalazków odnotowały podmioty sektora gospodarki, 37,5% szkoły wyższe, a 6,8% instytuty badawcze. Reszta wynalazków została zgłoszona przez osoby fizyczne (13,9%) oraz jednostki naukowe (1,7%).

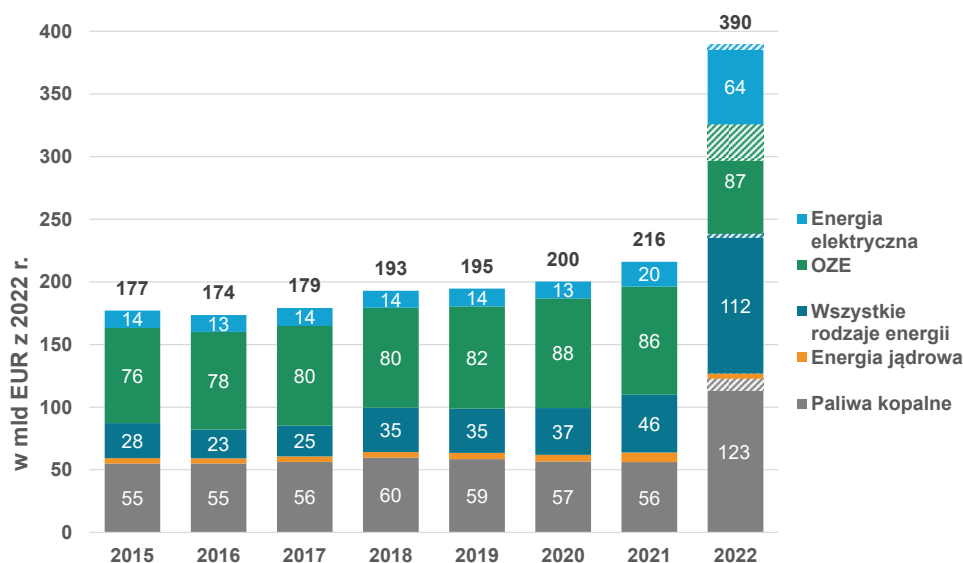
Na podstawie danych Urzędu Patentowego RP, do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem odnawialnych źródeł energii przyznano 60 patentów dla podmiotów krajowych. Natomiast w obszarze „technologii ochrony środowiska” wydano 87 patentów dla podmiotów krajowych. W 2021 r. podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę wynalazków w tej kategorii. Do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem technologii wodorowych, podmioty krajowe złożyły 102 zgłoszenia o ochronę wynalazków. Jest to rekordowy wzrost w porównaniu do 182 patentów uzyskanych w 2020 r. W tej samej kategorii, w 2021 r. podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę patentową. Natomiast do dziedzin techniki w zakresie rozwiązań transportowych przyjaznych środowisku (elektromobilność), podmioty krajowe złożyły 107 zgłoszeń i uzyskały 116 patentów. W Polsce w 2021 r., 35% udzielonych patentów dotyczyło wynalazków zaliczonych do dziewięciu dziedzin techniki, zbieżnych z rozwojem technologii mogących wspomagać zieloną transformację przedsiębiorstw oraz spójnych z obszarami krajowych inteligentnych specjalizacji (KIS).

5.3. Opis dotacji w dziedzinie energii, w tym dotacji do paliw kopalnych

Dotacje odgrywają zasadniczą rolę w przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie czystej energii i efektywności energetycznej oraz zmniejszeniu zużycia paliw kopalnych. Dotacje mogą służyć celom gospodarczym, środowiskowym lub związanym z dobrobytem społecznym. Niewłaściwie zaprojektowane dotacje mogą zakłócać konkurencję, działać przeciwko transformacji energetycznej i zmniejszać sygnał cenowy dotyczący emisji dwutlenku węgla.

Kryzys energetyczny, który rozpoczął się w 2021 r. i który pogłębiła rosyjska napaść na Ukrainę w 2022 r., miał poważne konsekwencje dla dotacji związanych z energią. Konsekwencje te można zaobserwować w kwocie tych dotacji, ich podziale między technologie i beneficjentów oraz instrumentach wykorzystywanych do ich udzielania. Wykorzystywanie dostaw energii jako broni politycznej przez Rosję i stopniowe ograniczanie dostaw rosyjskiego gazu wymagały zdecydowanej reakcji politycznej UE, w tym środków krótkoterminowych, aby w całej Europie zapewnić przystępność cenową energii konsumentom i sektorom przemysłu podatnym na zagrożenia.

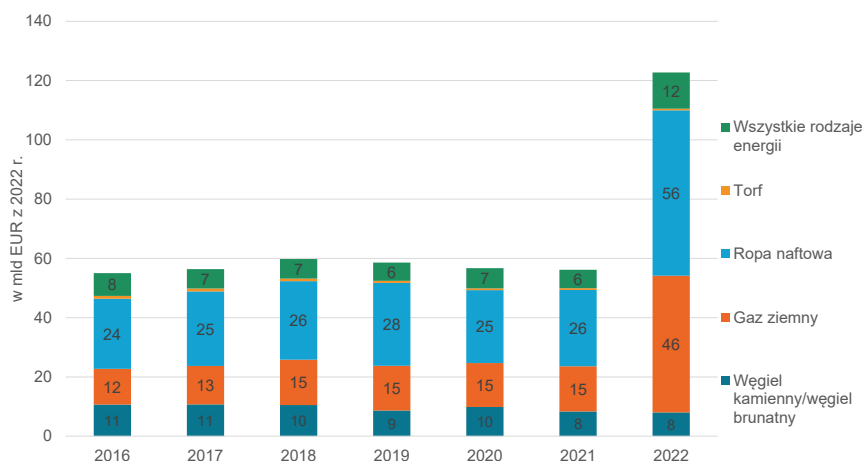
W 2021 r. dotacje w energetyce wykazywały tendencję do stopniowego wzrostu (Rysunek 5.8), natomiast w 2022 r. nastąpił ich gwałtowny wzrost. Łączna kwota dotacji w energetyce w UE wzrosła ze 177 mld EUR w 2015 r. do 216 mld EUR w 2021 r., a w 2022 r. osiągnęła szacunkową wartość 390 mld EUR.



Rysunek 5.8. Dotacje według głównego źródła energii/nośnika energii w UE-27 (w mld EUR z 2022 r.)⁴¹

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

Tendencja spadkowa dotacji do paliw kopalnych utrzymywała się do 2021 r., kiedy to ich wartość wyniosła 56 mld EUR, a następnie w 2022 r. dotacje te wzrosły gwałtownie do szacunkowej wartości 123 mld EUR w odpowiedzi na kryzys. Choć w 2022 r. większość wsparcia na rzecz paliw kopalnych przeznaczono na produkty naftowe i rafinowane (56 mld EUR) (Rysunek 5.9), w latach 2021–2022 wartość dotacji ukierunkowanych na gaz ziemny wzrosła trzykrotnie i osiągnęła poziom 46 mld EUR. Wsparcie na rzecz węgla kamiennego i węgla brunatnego pozostało takie samo na poziomie 8 mld EUR, natomiast na wszystkie inne rodzaje paliw kopalnych, w tym torf, przeznaczono 13 mld EUR.

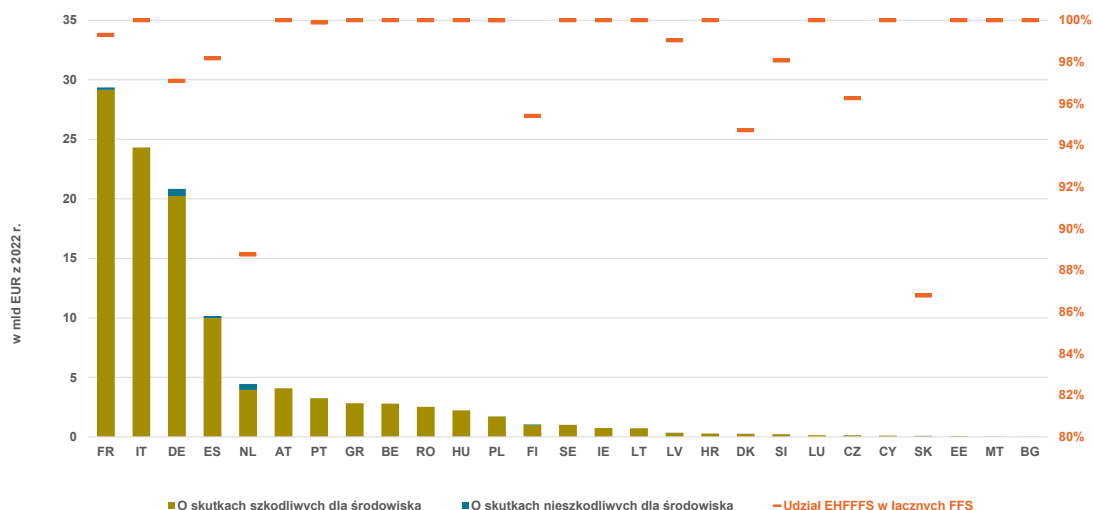


Rysunek 5.9. Dotacje w UE do paliw kopalnych według rodzaju paliwa

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

Z danych (Rysunek 5.10) wynika, że dotacje do paliw kopalnych w jedenastu państwach członkowskich były większe niż w Polsce. Niemal wszystkie dotacje do paliw kopalnych w UE oceniono jako dotacje o skutkach szkodliwych dla środowiska.

⁴¹Dane liczbowe za 2022 r., oznaczone zakreślowanym obszarem, obejmują kwotę około 44 mld EUR i stanowią 12% całkowitej kwoty ujętej w wykazie dotacji na 2022 rok.



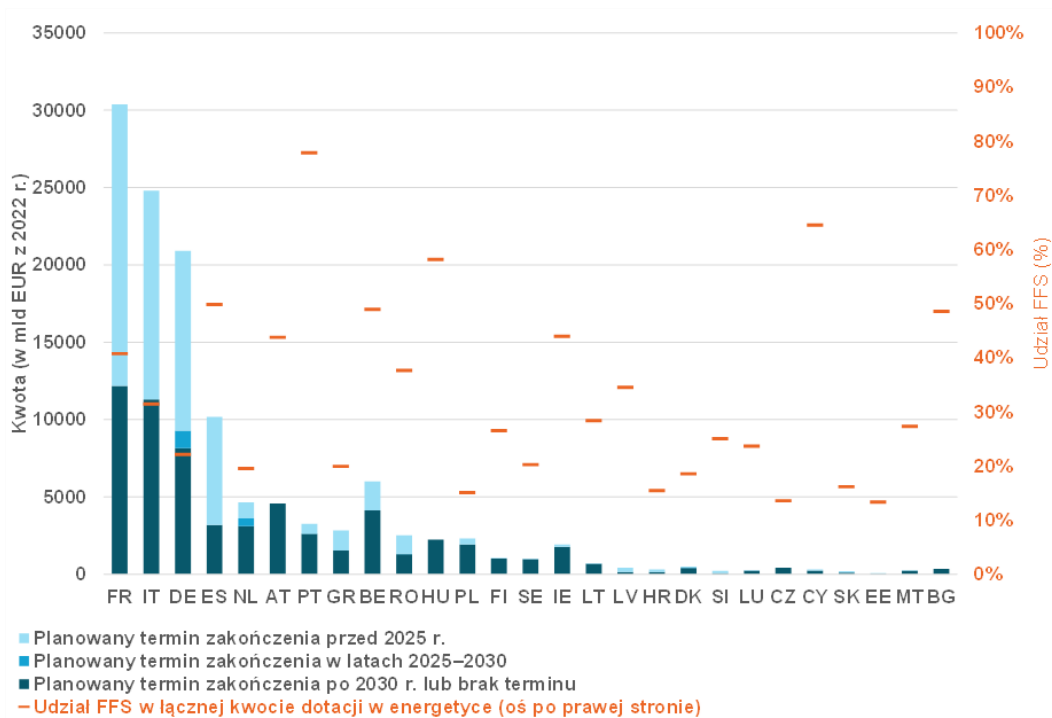
Rysunek 5.10. Dotacje do paliw kopalnych według państwa członkowskiego i według wpływu na środowisko

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

Wysokość dotacji przeznaczonych na odnawialne źródła energii w 2021 r. zmniejszyła się po raz pierwszy od wielu lat (Rysunek 5.10) do wartości 86 mld EUR (-1,3 mld EUR lub -1,5% w porównaniu z 2020 rokiem). Spadek ten wynikał głównie ze wzrostu cen hurtowych na rynku energii elektrycznej, co doprowadziło do zmniejszenia płatności w ramach instrumentów wsparcia, które zapewniają uzupełnienie cen rynkowych. Zmniejszenie kwoty dotacji przeznaczonych na energię ze źródeł odnawialnych nastąpiło również pomimo wzrostu zainstalowanych i objętych wsparciem mocy wytwórczych OZE. W 2022 r. kwota dotacji do OZE wzrosła nieznacznie do 87 mld EUR i po raz pierwszy od 2015 r. była niższa od poziomu dotacji do paliw kopalnych.

W ogólnym unijnym programie działań w zakresie środowiska do 2030 r., zobowiązano Komisję i państwa członkowskie do stopniowego wycofywania dotacji o skutkach szkodliwych dla środowiska, a w szczególności dotacji do paliw kopalnych, poprzez „ustalenie ostatecznego terminu stopniowego wycofywania dotacji na paliwa kopalne, w sposób spójny z celem ograniczenia globalnego ocieplenia do 1,5 °C”.

Jak wynika z danych za 2022 r. (Rysunek 5.11), 47% (58 mld EUR) łącznych dotacji do paliw kopalnych (123 mld EUR) miało zaplanowany termin zakończenia przypadający przed 2025 r. Tylko około 1% (1,7 mld EUR) dotacji do paliw kopalnych ma termin zakończenia w średnim okresie (2025–2030). W przypadku pozostałych 52% (64 mld EUR) nie przewidziano jeszcze terminu zakończenia albo ustalony termin zakończenia przypada po 2030 r.



Rysunek 5.11. Dotacje do paliw kopalnych według terminu zakończenia i jako odsetek łącznych dotacji w energetyce (%) w 2021 r.

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 roku dotyczące dotacji w energetyce w UE

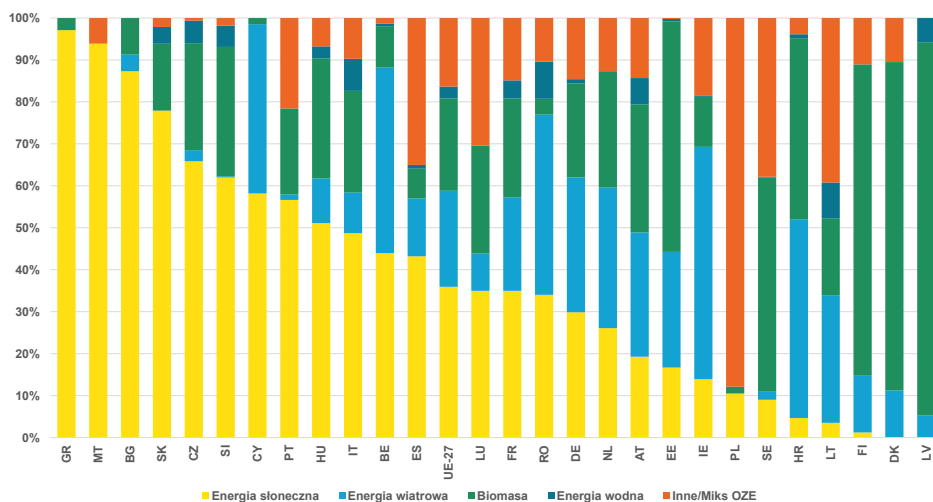
Prawie wszystkie państwa członkowskie UE zamierzają odejść od paliw kopalnych. W większości państw członkowskich zamiar ten nie przełożył się jednak na konkretne plany. Sektor energetyczny jest sektorem, w odniesieniu do którego państwa członkowskie mają najbardziej konkretne plany zmniejszenia swojej zależności od paliw kopalnych, w szczególności węgla kamiennego. Osiem państw członkowskich wyznaczyło również terminy stopniowego wycofywania ogrzewania opartego na paliwach kopalnych w budynkach. W przypadku pozostałych sektorów gospodarki (przemysł, transport i rolnictwo), prawie w ogóle nie wyznaczono terminów zakończenia wykorzystywania paliw kopalnych.

Ponadto, chociaż kwota dotacji do paliw kopalnych wzrosła ponad dwukrotnie w 2022 r. w porównaniu z 2021 r. ze względu na środki wsparcia w odpowiedzi na kryzys energetyczny, zdecydowana większość tych środków ma charakter tymczasowy, a termin ich zakończenia przypada w najbliższej przyszłości. Istnieje niewielkie prawdopodobieństwo, aby kryzys energetyczny doprowadził do odwrócenia działań podjętych do tej pory przez państwa członkowskie w celu zmniejszenia dotacji do paliw kopalnych.

W dłuższej perspektywie, transformacja energetyczna umożliwi coraz większe przekierowanie wsparcia z dotacji do paliw kopalnych o skutkach szkodliwych dla środowiska na efektywność energetyczną i technologie energii odnawialnej.

Wsparcie dla technologii odnawialnych jest bardzo zróżnicowane w całej UE (Rysunek 5.12) i odzwierciedla krajowe priorytety i potencjał w zakresie OZE. W 2022 r. we wszystkich państwach członkowskich największą kwotę dotacji przeznaczono na energię słoneczną (zarówno energię fotowoltaiczną, jak i skoncentrowaną energię słoneczną) (25 mld EUR), a następnie na energię wiatrową i biomasę (15 mld EUR na każdą z nich). Najmniejsze wsparcie finansowe przeznaczono na energię wodną (1,5 mld EUR w 2022 r.). Powszechnie stosowano również dotacje, które nie były ukierunkowane na żadną konkretną technologię energii odnawialnej (24 mld EUR).

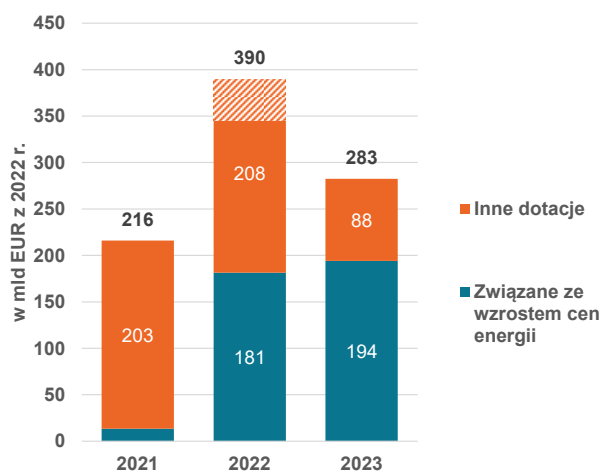
W 2021 r. niemal 90% udziału dotacji do OZE w Polsce stanowiły dotacje nieukierunkowane na konkretną technologię, natomiast pozostały udział przypadł na energię fotowoltaiczną oraz biomasę.



Rysunek 5.12. Udział dotacji do OZE według technologii dla wybranego państwa członkowskiego (2021 r.)

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

Komisja Europejska współpracuje z państwami członkowskimi w celu rozwiązania kryzysu energetycznego. Współpraca ta obejmuje działania mające na celu zabezpieczenie alternatywnych dostaw energii, zmniejszenie zapotrzebowania na energię, aby zrekompensować brak dostaw gazu z Rosji, wykorzystanie w większym stopniu odnawialnych źródeł energii oraz zwiększenie efektywności energetycznej. Oprócz wdrażania środków, które wprowadzono na szczeblu unijnym, lub których wprowadzenie umożliwiły ramy unijne, państwa członkowskie przyjęły również środki dostosowane do własnych potrzeb krajowych, aby chronić swoich obywateli i gospodarkę przed szkodliwymi cenami energii (Rysunek 5.13).

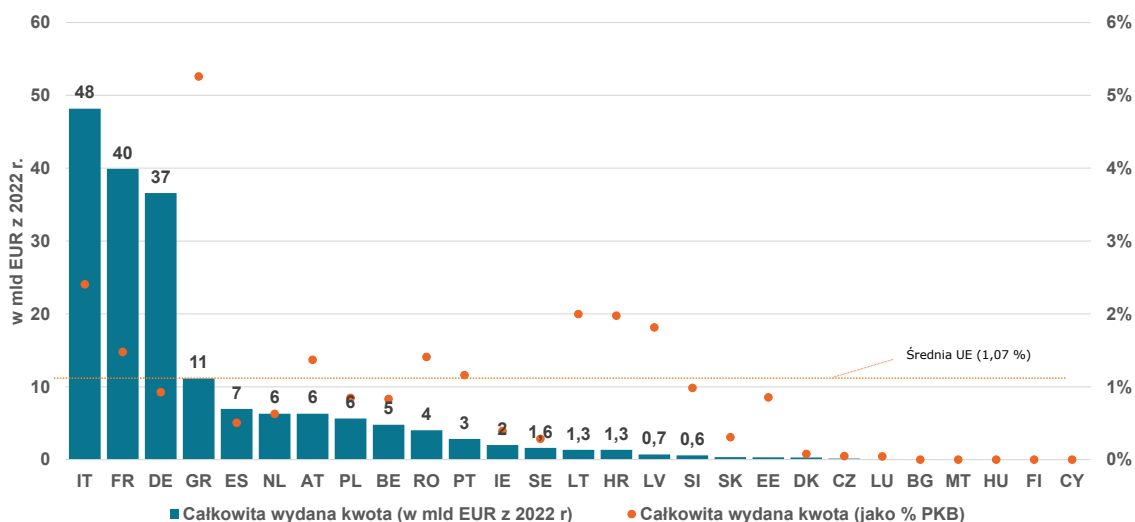


Rysunek 5.13. Znaczenie dotacji w energetyce w kontekście kryzysu związanego z cenami energii

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

Dzięki tym nowym środkom krajowym w 2022 r. państwa członkowskie przekazały na ten cel dotacje, których szacunkowa wartość wyniosła ok. 181 mld EUR, co stanowiło prawie 50% wszystkich dotacji w energetyce w UE-27 w 2022 r. Początkowe dane liczbowe za 2023 r. wskazują na kontynuację tego wsparcia, ale tylko w perspektywie średnioterminowej. Planuje się, że prawie 80% wypłat w ramach tych środków zakończy się przed 2025 r., natomiast 20% wypłat ma planowany termin zakończenia przypadający po 2025 r. lub w ogóle nie przewidziano takiego terminu.

Dotacje na środki związane z kryzysem energetycznym stanowiły około 1,1% PKB UE w 2022 r. Polska wydała w tym celu mniej niż 1,0% swojego PKB, co stanowiło około 6 mld EUR i była to kwota mniejsza od dotacji wprowadzonych w przypadku siedmiu państw członkowskich (Rysunek 5.14).

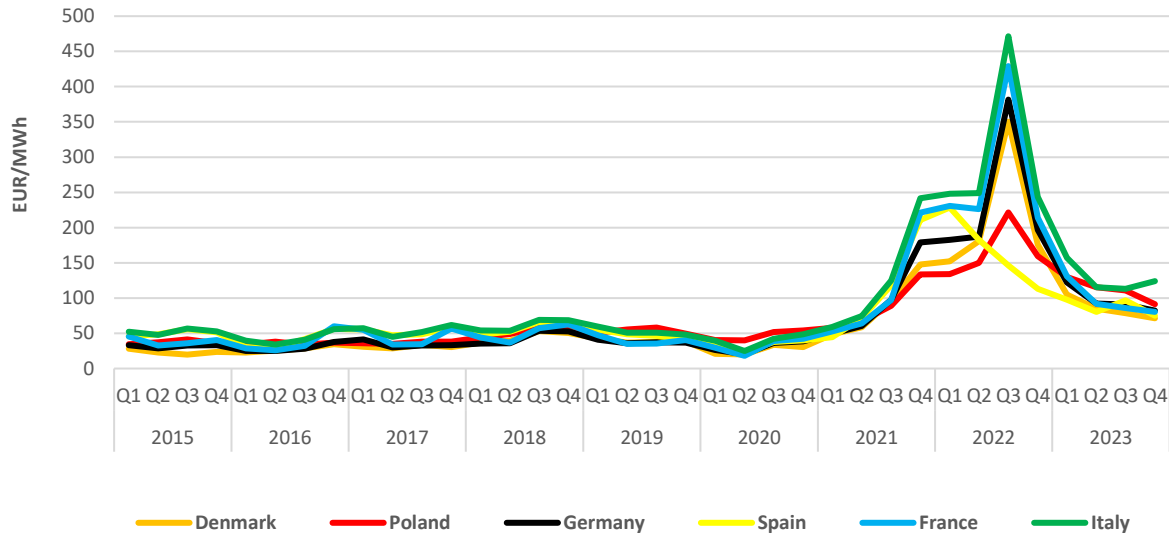


Rysunek 5.14. Dotacje na rozwiązanie problemu rosnących cen energii z podziałem na kraje w 2022 r.

Źródło: Sprawozdanie KE (COM 2023) 651 final - Sprawozdanie z 2023 r. dotyczące dotacji w energetyce w UE

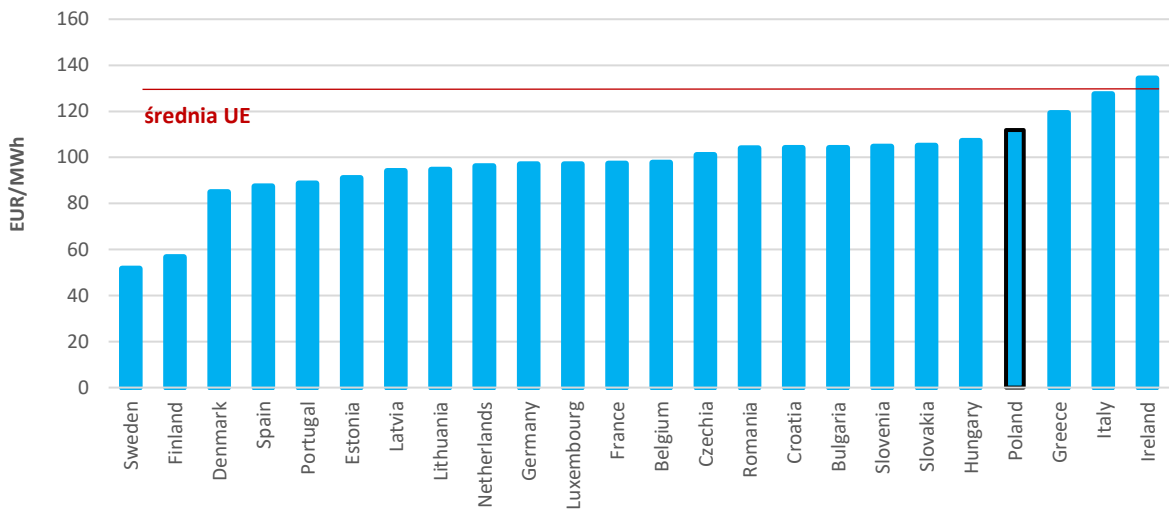
5.4. Obecny poziom cen hurtowych i detalicznych energii elektrycznej na tle państw regionu i średniej UE

Od 2015 do I kwartału 2021 r. ceny hurtowe energii elektrycznej w krajach UE kształtowały się na podobnym poziomie, nieprzekraczającym 100 EUR/MWh (Rysunek 5.15). Późniejszy wzrost cen wynikał m. in. ze znacznego zwiększenia się zapotrzebowania na moc, które związane było ze wzrostem energochłonności krajowych gospodarek po stopniowym wycofywaniu, działającym przeciwko rozprzestrzenianiu się wirusa SARS-CoV-2, obostrzeń. W 2022 r. nastąpił największy wzrost cen hurtowych energii elektrycznej, na skutek zwiększenia się zapotrzebowania na paliwa kopalne nie pochodzące z objętej sankcjami Rosji. Jednakże, sprawna dywersyfikacja kierunków dostaw węgla i gazu oraz wzrost udziału OZE w produkcji energii przyczyniły się do obniżenia się cen hurtowych do poziomu sprzed napaści Rosji na Ukrainę. W 2023 r. średnia cena UE spadła do około 97 EUR/MWh, podczas gdy średnia cen hurtowych w Polsce wyniosła 112 EUR/MWh (Rysunek 5.16).



Rysunek 5.15. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023

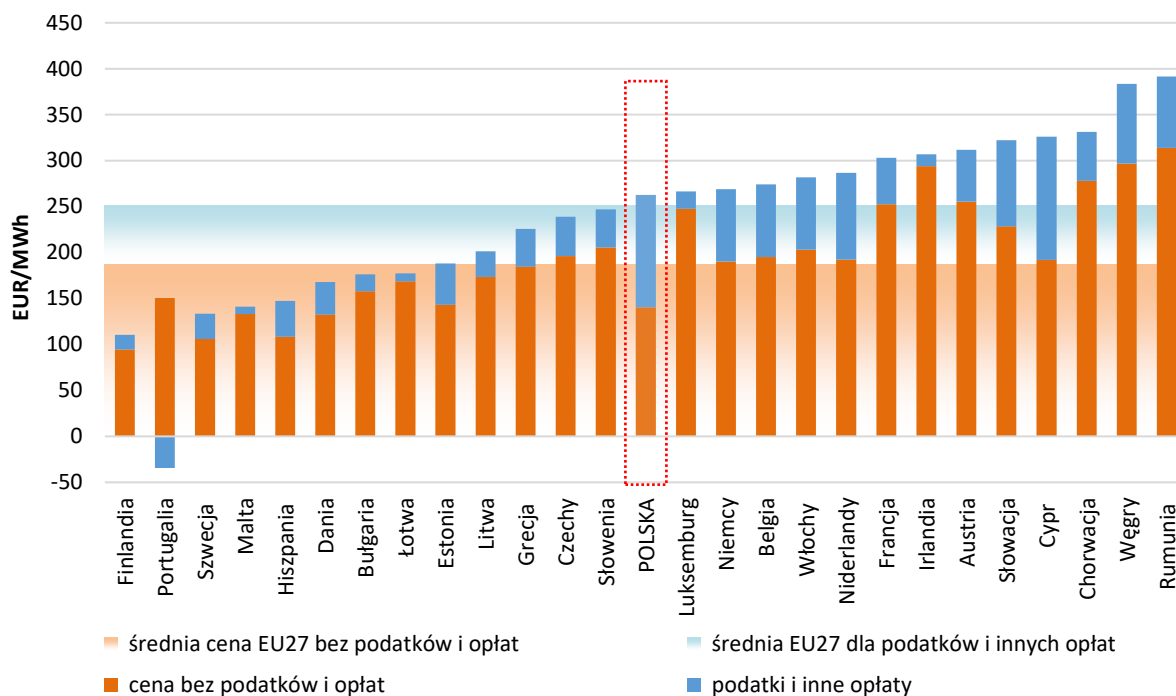
Źródło: Ember, ENTSO-e



Rysunek 5.16. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r.

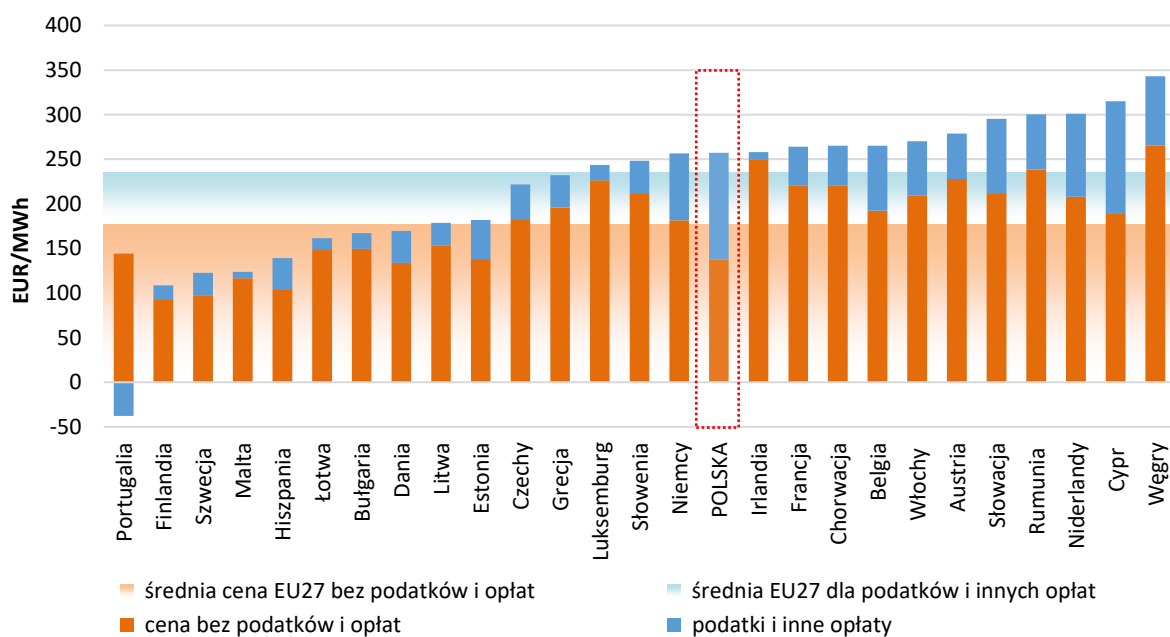
Źródło: Ember, ENTSO-e

Na rysunkach (Rysunek 5.17, Rysunek 5.18, Rysunek 5.19) przedstawiono ranking krajów UE pod względem poziomu cen na przykładzie cen energii elektrycznej wyrażonych w EUR/MWh w I półroczu 2023 r. dla trzech kategorii odbiorców przemysłowych, różniących się poziomem rocznego zużycia. Rysunki te obrazują zróżnicowanie cen energii zarówno pomiędzy poszczególnymi krajami, jak również pomiędzy odbiorcami przemysłowymi w ramach jednego kraju w zależności od poziomu zużycia. Ceny energii elektrycznej (bez podatków i opłat) w Polsce są dla każdego przedziału zużycia niższe od średnich cen unijnych. Jednakże, ceny uwzględniające wszystkie podatki i opłaty (w tym VAT i akcyza) w Polsce są wyższe od średnich cen w UE.



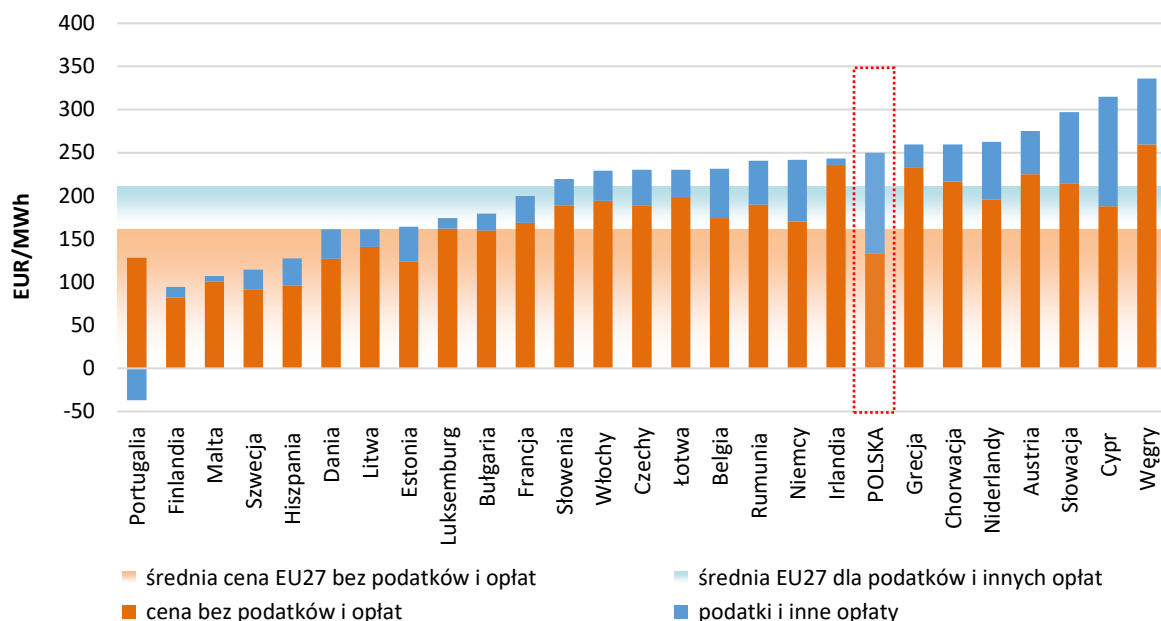
Rysunek 5.17. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 - 1999 MWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.18. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria ID (2000 - 19999 MWh)

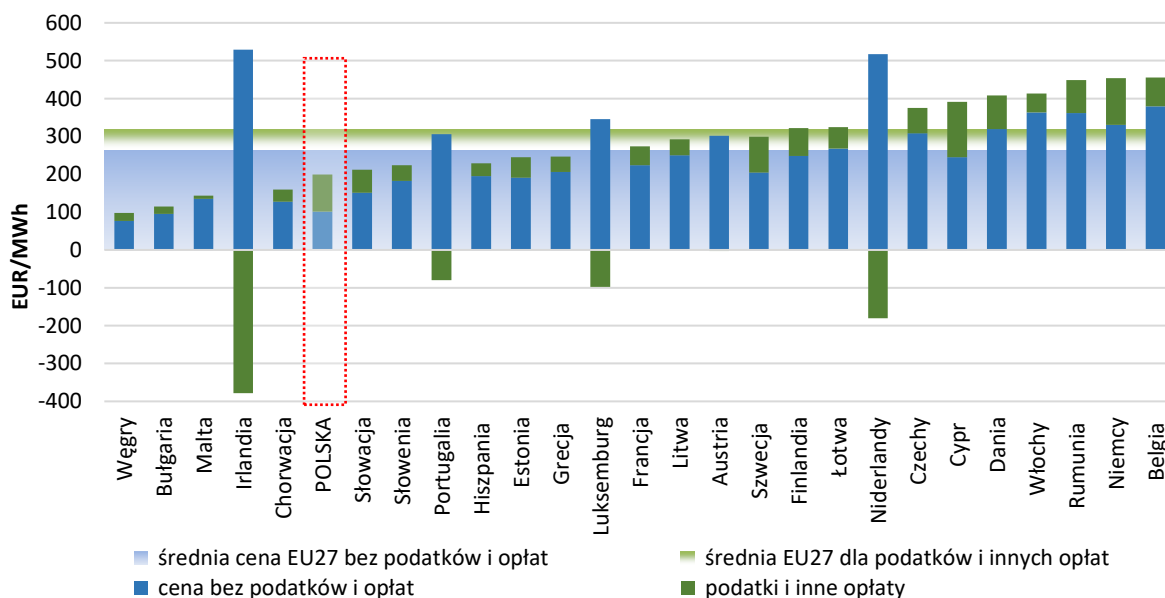
Źródło: Eurostat



Rysunek 5.19. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh)

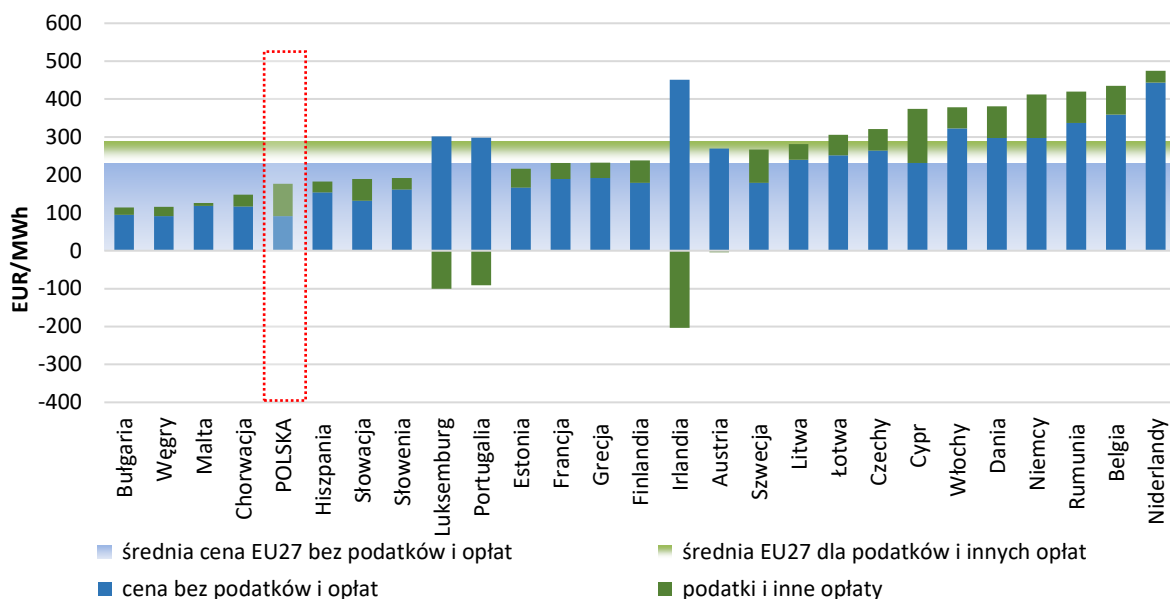
Źródło: Eurostat

Natomiast na rysunkach (Rysunek 5.20, Rysunek 5.21, Rysunek 5.22) przedstawiono ranking krajów UE pod względem poziomu cen energii elektrycznej dla trzech kategorii odbiorców w gospodarstwach domowych, różniących się poziomem rocznego zużycia. Ceny energii elektrycznej (z podatkami) w Polsce są dla każdego przedziału zużycia niższe od średnich cen unijnych.



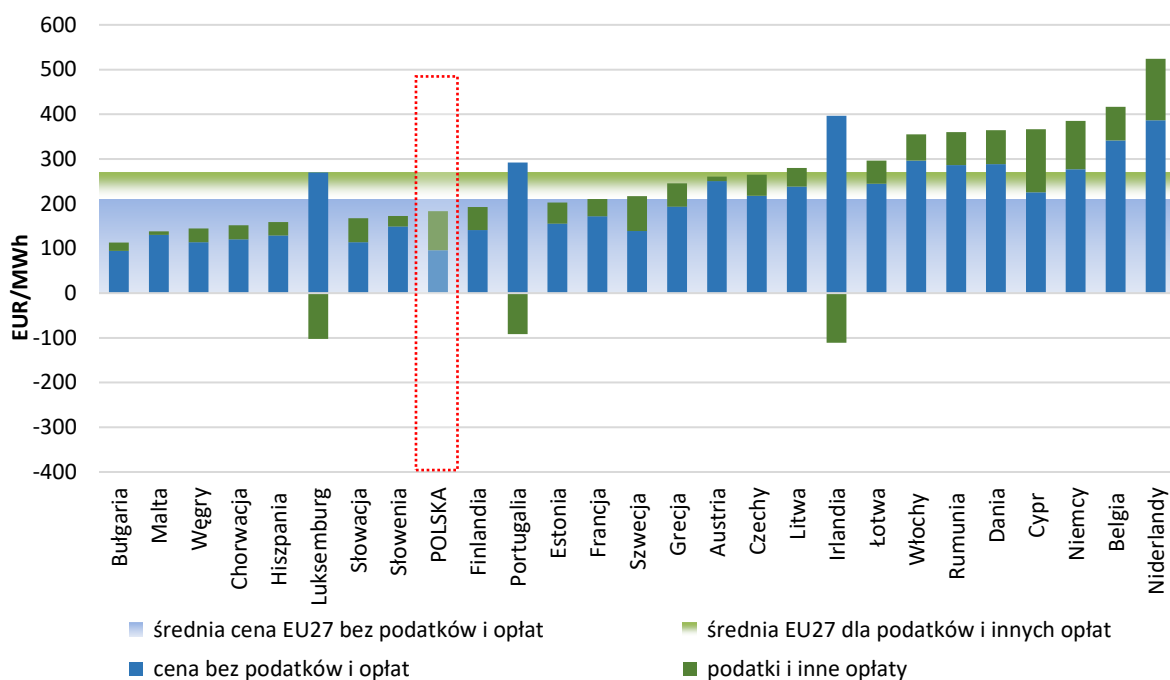
Rysunek 5.20. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r. - kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.21. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh)

Źródło: Eurostat



Rysunek 5.22. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 kWh)

Źródło: Eurostat

Występujące, w przypadku niektórych krajów, ujemne wartości podatków powstały na skutek wprowadzenia przez krajowe władze dodatków i opustów, które przewyższają sumę podatków i innych opłat związanych z zakupem energii elektrycznej przez odbiorców końcowych.

5.5. Prognozy dotyczące rozwoju nakładów na badania i innowacje przy istniejących politykach i środkach

Zgodnie z celami unijnej strategii „Europa 2020”, inwestycje na badania i rozwój powinny osiągnąć poziom 3 proc. PKB Unii Europejskiej. Według opublikowanych przez Eurostat danych za 2022 rok, wśród członków UE, cztery kraje zanotowały intensywność B+R wyrażone jako procent PKB, powyżej 3%. Najwyższą intensywność B+R odnotowano w Belgii (3,44%), a następnie w Szwecji (3,40%), Austrii (3,20%) i Niemczech (3,13%). Z kolei osiem krajów UE zgłosiło intensywność badań i rozwoju poniżej 1%: Rumunia (0,46%), Malta (0,65%), Łotwa (0,75%), Cypr i Bułgaria (po 0,77%) odnotowały najniższy udział, a następnie Irlandia, Słowacja i Luksemburg z udziałem bliskim 1%. Polska znalazła się wśród pięciu krajów, które w ciągu ostatniej dekady zanotowały znaczący wzrost intensywności nakładów na badania i rozwój. Są one jednak w naszym kraju wciąż niższe niż średnia dla UE. W Polsce w 2022 roku, wskaźnik intensywności prac B+R wyniósł 1,46%.

Według badania firmy doradczej Bain & Company, wydatki firm na badania i rozwój będą rosły średnio o 10% rocznie do 2026 r. pomimo wysokiej inflacji i niepewności na rynku. Firmy inwestują w R&D z zamiarem wdrożenia nowoczesnych technologii i szybszego wprowadzenia produktów na rynek. Największym wyzwaniem pozostaje brak wykwalifikowanej kadry. Do 2026 r. roczne wydatki firm na badania i rozwój osiągną 2,72 bln Euro, wobec 1,85 bln w 2022, co oznacza wzrost o niemal połowę. Prognoza odzwierciedla trend obserwowany już we wcześniejszych latach. Między 2016 a 2021 rokiem wydatki na R&D, mierzone jako procent przychodu wzrosły o 23%. Wzrost wydatków na badania i rozwój najczęściej deklarują przedstawiciele branży motoryzacyjnej, lotnictwa i obronności oraz energetyki.

Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe wykazują w Polsce tendencję wzrostową. W latach 2005-2015 wzrosły z ok. 0,5% do ok. 1%. Zgodnie ze Strategią na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju oraz strategią Europa 2020 założono dalszy wzrost nakładów na badania naukowe i prace rozwojowe do zdefiniowanego w tych dokumentach poziomu 1,7% PKB w 2020 r.

W Urzędzie Patentowym Rzeczypospolitej Polskiej w 2022 r. dokonano 3 323 krajowych i zagranicznych zgłoszeń wynalazków, co oznacza spadek o 4,7% w porównaniu z rokiem poprzednim. Do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem odnawialnych źródeł energii przyznano 60 patentów dla podmiotów krajowych. Natomiast w obszarze „technologii ochrony środowiska” wydano 87 patentów dla podmiotów krajowych. W 2021 r. podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę wynalazków w tej kategorii. Do dziedzin techniki zbieżnych z rozwojem technologii wodorowych, podmioty krajowe złożyły 102 zgłoszenia o ochronę wynalazków. Jest to rekordowy wzrost w porównaniu do 182 patentów uzyskanych w 2020 r.. W tej samej kategorii, w 2021 roku podmioty zagraniczne nie zgłaszały wniosków o ochronę patentową. Natomiast do dziedzin techniki w zakresie rozwiązań transportowych przyjaznych środowisku (elektromobilność), podmioty krajowe złożyły 107 zgłoszeń i uzyskały 116 patentów. W Polsce w 2021 roku, 35% udzielonych patentów dotyczyło wynalazków zaliczonych do dziewięciu dziedzin techniki, zbieżnych z rozwojem technologii mogących wspomagać zieloną transformację przedsiębiorstw oraz spójnych z obszarami krajowych inteligentnych specjalizacji (KIS).

Innowacje w zakresie zielonych technologii energetycznych odgrywają ważną rolę dla osiągnięcia celów w ochronie klimatu. Liczba patentów w tym obszarze stale wzrasta, ale o wiele wolniej niż wcześniej. Tempo wprowadzania innowacji w obszarze technologii czystej energii ostatnio uległo pewnemu przyspieszeniu, ale jest wyraźnie niższe niż w latach 2000-2013. 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. Opublikowany w 2021 roku raport EPO i IEA wskazuje, że liczba patentów w zielone innowacje rośnie, natomiast w technologii dla paliw kopalnych spada i dla tych ostatnich jest to bezprecedensowy, trwający już cztery lata spadek. Nie jest to jednak wzrost zgodny z oczekiwaniami ekspertów sprzed kilku lat: średni roczny wzrost liczby patentów w zakresie energetyki niskoemisyjnej (LCE – Low Carbon Energy), 3,3% od 2017 roku, jest wyraźnie niższy niż 12,5% wzrost w latach 2000-2013. Raport wskazuje, że takie tempo przyrostu innowacyjnych

pomysłów jest zbyt niskie dla osiągnięcia celów zerowej emisyjności w roku 2050. 60% wszystkich patentów w dziale low carbon energy stanowią te związane ze zmianą stosowanego paliwa i efektywnością energetyczną. Spada natomiast liczba patentów związanych z energiami odnawialnymi - OZE i inne technologie wytwarzania niskoemisyjnego energii stanowią tylko 17%. Jak wynika z raportu, najwięcej patentów jest zgłaszanych w zakresie OZE, technologiach spadkowych w ujęciu globalnym. Unijni innowatorzy stawiają również na technologie LCE dla lotnictwa i kolei.

Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2020)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Nakłady(mln EUR'2016)	1 711	2 798	4 250	9 371	11 044	12 716	14 345	15 948

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

W pracy założono utrzymanie poziomu wydatków na badania naukowe i prace rozwojowe w wysokości 1,7% PKB w perspektywie do 2040 r.

Tabela 5.2. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2020)

	2005	2010	2015
Efektywność energetyczna	b.d.	49,23	17,45
Paliwa kopalne	b.d.	30,78	30,12
Odnawialne źródła energii	b.d.	22,18	19,50
Energetyka jądrowa	b.d.	4,58	1,07
Wodór i ogniwa paliwowe	b.d.	1,80	1,94
Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii	b.d.	17,25	17,06
Inne międzydyscyplinarne technologie w energetyce	b.d.	0,92	1,08
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	127,00	88,00

Źródło: MAE

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 5.3. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do roku 2040 (mln EUR'2020)

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Efektywność energetyczna	b.d.	49,23	17,45	57,13	67,09	77,34	87,30	96,97
Paliwa kopalne	b.d.	30,78	30,12	57,00	66,94	77,17	87,11	96,76
Odnawialne źródła energii	b.d.	22,18	19,50	38,63	45,37	52,30	59,04	65,58
Energetyka jądrowa	b.d.	4,58	1,07	4,70	5,52	6,37	7,19	7,98
Wodór i ogniwa paliwowe	b.d.	1,80	1,94	3,53	4,15	4,78	5,40	5,99
Inne technologie w energetyce i magazynowaniu energii	b.d.	17,25	17,06	32,14	37,75	43,52	49,12	54,56
Inne międzydyscyplinarne technologie w energetyce	b.d.	0,92	1,08	1,90	2,23	2,58	2,91	3,23
Całkowity budżet B+R sektora ograniczania emisji	b.d.	127,00	88,00	195,00	229,00	264,00	298,00	331,00

Źródło: MAE, ARE SA

Wykaz regulacji UE (i nazwy zwyczajowe)

dyrektywa 94/62/WE w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych – dyrektywa 94/62/WE PE i Rady z dnia 20 grudnia 1994 r. w sprawie opakowań i odpadów opakowaniowych, [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 PE i Rady z dnia 18 września 2000 r. w sprawie pojazdów wycofanych z eksploatacji, [link](#)

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

dyrektywa 2006/66/UE w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii – dyrektywa 2006/66/UE PE i Rady z dnia 6 września 2006 r. w sprawie baterii i akumulatorów oraz zużytych baterii i akumulatorów oraz uchylająca dyrektywę 91/157/EWG, która straci moc w dniu 18 sierpnia 2025 r. i zostanie zastąpiona przez rozporządzenie PE i Rady (UE)(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), [link](#)

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

dyrektywa dotycząca ekoprojektu – dyrektywa PE i Rady (UE) 2009/125/WE z dnia 21 października 2009 r. ustanawiająca ogólne zasady ustalania wymogów dotyczących ekoprojektu dla produktów związanych z energią

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

dyrektywa NEC – dyrektywa PE 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 uchylenia dyrektywy 2001/81/WE, [link](#)

dyrektywa budynkowa, EPBD – dyrektywa PE i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej, [link](#)

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

dyrektywa rynkowa – dyrektywa PE 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 PE 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 EU ETS – dyrektywa PE 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 PE 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 PE 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](#)

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

rozporządzenie dotyczące etykietowania – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2017/1369 z dnia 4 lipca 2017 r. ustanawiające ramy etykietowania energetycznego i uchylające dyrektywę 2010/30/UE

rozporządzenie LULUCF – rozporządzenie PE 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 roku 2030 i zmieniające rozporządzenie (UE) nr 525/2013 oraz decyzję nr 529/2013/UE, [link](#)

rozporządzenie governance – rozporządzenie PE i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń PE i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw PE 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 PE i Rady (UE) nr 525/2013, [link](#)

Europejskie prawo o klimacie – rozporządzenie PE 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 LULUCF II – rozporządzenie PE 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 PE 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 PE 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 2023/1542 2023/1542 PE 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 (Tekst mający znaczenie dla EOG), [link](#)

rozporządzenie ReFuelEU Aviation – rozporządzenie PE 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 PE 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 MRV – rozporządzenie PE 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 Net Zero Industry Act, NZIA – 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, [link](#)

rozporządzenie UE dotyczące surowców krytycznych – rozporządzenie PE 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](#)

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

Konwencja genevska – Konwencja w sprawie transgranicznego zanieczyszczenia powietrza na dalekie odległości (CLRTAP – ang. *Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution*) – podpisana w dn. 13 listopada 1979 r., [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
BECSS	- 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
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 uchylecia dyrektywy 2001/81/WE
NFR	-	ang. <i>Nomenclature for Reporting</i> – format podziału źródeł emisji na kategorie stosowany w ramach konwencji CLRTAP
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
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. uzupełniającego 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 roku
SMR	-	ang. <i>Small Modular Reactor</i> - reaktor jądrowy o mocy do 300 MWe

- STEAM-PL** - ang. *Set of Tools for Energy Demand Analysis and Modelling* – model zapotrzebowania na paliwa i energię dla Polski
- TG** - turbiny gazowe
- tkm** - tonokilometry
- WAM** - ang. *with additional measures* – scenariusz z dodatkowymi politykami i środkami
- WEM** - ang. *with existing measures* – scenariusz wdrożonych polityk i środków

Spis tabel

Tabela 1.1. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 według sektorów [Mt CO ₂ eq].....	7
Tabela 1.2. Emisje gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw [Mt CO ₂ eq].....	9
Tabela 1.3. Porównanie emisji w sektorach non-ETS z przyznanymi rocznymi jednostkami emisji (AEA) w latach 2013-2020 (emisje wyrażone w kt CO ₂ eq przeliczonych wg GWP z AR4)	10
Tabela 1.4. Obliczenie emisji w sektorze non-ETS w 2021 r. oraz porównanie jej z rocznymi limitami emisji (przelicznymi wg GWP z AR5)	10
Tabela 1.5. Krajowa inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w sektorze LULUCF w latach 1988-2021 wg kat. źródłowych [kt CO ₂ eq].....	12
Tabela 1.6. Źródła danych prognoz zmian aktywności, wykorzystane do projekcji emisji gazów cieplarnianych oraz zanieczyszczeń powietrza (zgodnie z dyrektywą NEC)	13
Tabela 1.7. Projekcje emisji gazów cieplarnianych według sektorów	13
Tabela 1.8. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w sektorze 1A. Spalanie paliw.....	15
Tabela 1.9. Prognozowane emisje CO ₂	16
Tabela 1.10. Prognozowane emisje N ₂ O	16
Tabela 1.11. Prognozowane emisje CH ₄	17
Tabela 1.12. Projekcje emisji gazów cieplarnianych w podziale na ETS i non-ETS.....	19
Tabela 1.13. Projekcje emisji dwutlenku siarki, według sektorów (kategorii NFR)	19
Tabela 1.14. Projekcje emisji tlenków azotu, według sektorów (kategorii NFR)	20
Tabela 1.15. Projekcje emisji NMLZO, według sektorów (kategorii NFR)	21
Tabela 1.16. Projekcje emisji amoniaku, według sektorów (kategorii NFR)	23
Tabela 1.17. Projekcje emisji pyłu PM _{2,5} , według sektorów (kategorii NFR).....	24
Tabela 1.18. Prognozowana redukcja emisji zanieczyszczeń powietrza w latach 2025-2040 w stosunku do celów określonych w dyrektywie NEC.....	25
Tabela 1.19. Sektorowe i całkowite zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych.....	31
Tabela 1.20. Sektor elektroenergetyczny	31
Tabela 1.21. Sektor ciepłownictwa i chłodnictwa.....	32
Tabela 1.22. Sektor transportu	33
Tabela 1.23. Wytwarzanie energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w budynkach [GWh].....	34
Tabela 1.24. Wytwarzanie ciepła z odnawialnych źródeł energii w budynkach [ktoe].....	35
Tabela 1.25. OZE w budynkach [ktoe].....	35
Tabela 1.26. OZE w przemyśle [ktoe]	36
Tabela 2.1. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]	37
Tabela 2.2. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego) [ktoe]	38
Tabela 2.3. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]	39
Tabela 2.4. Zużycie nieenergetyczne w podziale na paliwa [ktoe].....	40
Tabela 2.5. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/mln EUR'2020]	41
Tabela 2.6. Wskaźniki intensywności zużycia energii pierwotnej względem PKB [toe/Ma].....	41
Tabela 2.7. Wskaźniki intensywności zużycia energii finalnej w podziale na sektory [toe/mln EUR'2020]	42
Tabela 2.8. Wsad paliwowy na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej [ktoe]	42
Tabela 2.9. Wsad paliwowy w pozostałe procesy konwersji [ktoe].....	43
Tabela 2.10. Procentowy udział wytwarzania skojarzonego w produkcji energii elektrycznej i ciepła	44
Tabela 2.11. Produkcja energii ciepłej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]	44
Tabela 2.12. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach grzewczych w podziale na sektory [PJ]	45
Tabela 2.13. Produkcja ciepła w indywidualnych źródłach ciepła w podziale na paliwa i nośniki energii [PJ]	45
Tabela 2.14. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej.....	50
Tabela 2.15. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia	50
Tabela 2.16. Częstkowe wartości wskaźnika EP na potrzeby oświetlenia	50

Tabela 3.1. Jednostki energetyki zawodowej (JWCD).....	55
Tabela 3.2. Struktura mocy zainstalowanej turbozespołów (stan na 31 grudnia 2022 r.).....	57
Tabela 3.3. Przedsiębiorstwa według grup mocy zainstalowanej i osiągalnej [MW].....	58
Tabela 3.4. Krajowy bilans energii 2005-2020 (Mtoe).....	59
Tabela 3.5. Produkcja krajowa z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe] – scenariusz WEM.....	62
Tabela 3.6. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe].....	63
Tabela 3.7. Saldo importowo-eksportowe netto energii elektrycznej [ktoe].....	63
Tabela 3.8. Uzależnienie od importu z państw trzecich.....	63
Tabela 3.9. Główne źródła importu (państwa).....	65
Tabela 3.10. Krajowe zużycie brutto paliw i energii [ktoe] – scenariusz WEM.....	67
Tabela 3.11. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM.....	67
Tabela 3.12. Produkcja energii elektrycznej brutto [TWh] – scenariusz WEM.....	69
Tabela 3.13. Moc osiągalna netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM) [MW].....	72
Tabela 4.1. Charakterystyka polskich połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego.....	75
Tabela 4.2. Transgraniczna przepustowość połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....	80
Tabela 4.3. Zdolności przesyłowe netto połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW].....	80
Tabela 4.4. Poziom połączeń międzysystemowych.....	81
Tabela 4.5. Parametry transgranicznych punktów wejścia i wyjścia do systemu przesyłowego gazowego.....	85
Tabela 4.6. Prognoza parametrów transgranicznych punktów wejścia do systemu przesyłowego gazowego.....	88
Tabela 4.7. Charakterystyka krajowych sieci przesyłowych i dystrybucyjnych.....	90
Tabela 4.8. Nakłady inwestycyjne w OSP ogółem [mln PLN].....	92
Tabela 4.9. Charakterystyka techniczna Krajowego Systemu Przesyłowego.....	94
Tabela 4.10. Maksymalne zdolności instalacji magazynowych w sezonie 2023/2024.....	95
Tabela 4.11. Struktura sprzedaży energii elektrycznej w elektrowniach zawodowych ciepłych.....	101
Tabela 4.12. Sprzedaż energii elektrycznej odbiorcom końcowym.....	102
Tabela 4.13. Sprzedaż gazu ziemnego (GWh).....	103
Tabela 4.14. Wydobywanie i import gazu ziemnego w latach 2005, 2010, 2015.....	104
Tabela 4.15. Składniki cen energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.....	105
Tabela 4.16. Jednostkowe koszty energii elektrycznej sprzedanej.....	105
Tabela 4.17. Techniczny koszt wytwarzania energii elektrycznej w podziale na paliwa.....	106
Tabela 4.18. Uśrednione ceny ciepła sieciowego i opłat za usługi dystrybucji ciepła [PLN/GJ].....	106
Tabela 4.19. Uśrednione ceny ciepła sieciowego wytworzonego w rozróżnieniu na poszczególne paliwa [PLN/GJ].....	106
Tabela 4.20. Składniki jednostkowych kosztów ciepła w krajowym ciepłownictwie [PLN/GJ].....	107
Tabela 4.21. Wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii w latach 2005-2022 w cenach bieżących.....	107
Tabela 4.22. Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej [EUR'2020/MWh] – scenariusz WEM.....	107
Tabela 4.23. Jednostkowe koszty wytwarzania „zielonego wodoru” [EUR'2020/kg] – scenariusz WEM.....	108
Tabela 4.24. Ceny energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2020/kWh] – scenariusz WEM.....	108
Tabela 4.25. Krajowe ceny detaliczne paliw – gaz ziemny [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM.....	108
Tabela 4.26. Krajowe ceny detaliczne paliw – węgiel kamienny energetyczny i koksujący [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM.....	109
Tabela 4.27. Krajowe ceny detaliczne paliw – lekki olej opałowy i olej napędowy [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM.....	109
Tabela 4.28. Krajowe ceny detaliczne paliw – benzyna i LPG [EUR'2020/ktoe] scenariusz WEM.....	109
Tabela 4.29. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040 [mld €'2020].....	110

Tabela 4.30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji [mld €'2020]	111
Tabela 4.31. Projekty infrastruktury przesyłowej gazu na Liście Projektów Strategicznych	111
Tabela 4.32. Nakłady inwestycyjne w sektorach paliwowo-energetycznych [mln EUR'2020] dla scenariusza WEM.....	112
Tabela 5.1. Nakłady na badania naukowe i prace rozwojowe (mln EUR'2020)	142
Tabela 5.2. Nakłady na badania i rozwój w poszczególnych sektorach technologii ograniczających emisje (mln EUR'2020).....	142
Tabela 5.3. Prognoza sumarycznych nakładów ponoszonych na badania nad ograniczaniem emisji do roku 2040 (mln EUR'2020)	142

Spis wykresów i rysunków

Rysunek 4.5. Emisje gazów cieplarnianych w latach 1988-2021 (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg gazów	6
Rysunek 4.6. Zagregowane saldo emisji gazów cieplarnianych sektora LULUCF w latach 1988-2021 wg kategorii źródłowych.....	11
Rysunek 4.7. Emisje historyczne (1990-2020) oraz projekcje emisji gazów cieplarnianych (z uwzględnieniem emisji pośredniej CO ₂ i wyłączeniem emisji i pochłaniania z LULUCF) wg sektorów	14
Rysunek 4.8. Udział OZE w ujęciu krajowym.....	25
Rysunek 4.9. Porównanie udziałów OZE w poszczególnych sektorach gospodarki.....	26
Rysunek 4.10. Udział OZE w finalnym zapotrzebowaniu brutto oraz w poszczególnych sektorach gospodarki	28
Rysunek 4.11. Produkcja energii elektrycznej z OZE w podziale na technologie - sektor elektroenergetyczny [ktoe].....	28
Rysunek 4.12. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - ciepłownictwo i chłodnictwo [ktoe].....	29
Rysunek 4.13. Zużycie energii końcowej brutto z OZE w podziale na technologie - sektor transportu [ktoe]	30
Rysunek 4.14. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem w latach 2011-2021	37
Rysunek 4.15. Zużycie energii pierwotnej i finalnej ogółem	38
Rysunek 4.16. Zużycie energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)	39
Rysunek 4.17. Zużycie energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki	40
Rysunek 4.18. Zasoby i wydobycie węgla kamiennego w Polsce w latach 1990-2022	51
Rysunek 4.19. Zasoby i wydobycie węgla brunatnego w Polsce w latach 1990-2022.....	52
Rysunek 4.20. Zasoby i wydobycie gazu ziemnego w Polsce w latach 1990-2022	52
Rysunek 4.21. Struktura wiekowa turbozespołów w odniesieniu do mocy zainstalowanej w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)	56
Rysunek 4.22. Struktura wiekowa kotłów w odniesieniu do wydajności urządzeń w KSE (stan na 31 grudnia 2022 r.)	56
Rysunek 4.23. Struktura wydajności kotłów energetycznych (stan na 31 grudnia 2022 r.)	57
Rysunek 4.24. Struktura przedsiębiorstw ciepłowniczych według mocy zainstalowanej [MW] w źródłach ciepła w 2022 r.....	58
Rysunek 4.25. Krajowy bilans energii 2005-2020	60
Rysunek 4.26. Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego brutto – scenariusz WEM.....	68
Rysunek 4.27. Produkcja energii elektrycznej brutto w Polsce z podziałem na paliwa (scenariusz WEM)	71
Rysunek 4.28. Moc osiągalna źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii (scenariusz WEM)	73
Rysunek 4.29. Ogólny schemat połączeń transgranicznych systemu elektroenergetycznego	76
Rysunek 4.30. Bilans handlowych i rzeczywistych przepływów energii elektrycznej na połączeniach z innymi krajami w 2022 r. [GWh].....	76
Rysunek 4.31. Krajowy system przesyłowy gazu.....	83
Rysunek 4.32. Poglądowy schemat lokalizacji podziemnych magazynów gazu ziemnego wysokometanowego.....	84
Rysunek 4.33. Schemat sieci przesyłowej z naniesionymi obszarami działania poszczególnych oddziałów PSE S.A (stan na 31.12.2023 r.)	92
Rysunek 4.34. Schemat sieci przesyłowej ze zmianami wynikającymi z realizacji planowanych zadań inwestycyjnych wg scenariusza	93
Rysunek 4.35. Najważniejsze inwestycje planowane w perspektywie do 2033 r.....	96
Rysunek 4.36. Poglądowy układ rurociągów produktowych spółki PERN S.A. (stan na 2023 r.).....	98
Rysunek 4.37. Kierunki importu benzyn silnikowych w latach 2005, 2010, 2015 i 2020	99
Rysunek 4.38. Produkcja ogółem energii elektrycznej w latach 2005-2022.....	100

Rysunek 4.39. Produkcja energii elektrycznej wg nośników energii w latach 2005, 2010, 2015, 2016 .	101
Rysunek 4.40. Sprzedaż gazu ziemnego odbiorcom przemysłowym i gospodarstwom domowym w latach 2005, 2010, 2015, 2020, 2022 (GWh)	104
Rysunek 4.41. Struktura sprzedaży gazu odbiorcom końcowym w podziale na sektory (GWh) – stan na koniec roku 2022	104
Rysunek 4.42. Publiczne inwestycje w badania naukowe i innowacje w zakresie czystej energii w państwach członkowskich UE jako udział w PKB od początku realizacji programu „Horyzont 2020 .	122
Rysunek 4.43. Publiczne i prywatne finansowanie badań naukowych i innowacji w ramach priorytetów unii energetycznej w zakresie badań naukowych i innowacji w dużych gospodarkach jako udział w PKB	123
Rysunek 4.44. Inwestycje w priorytety badań i innowacji w ramach unii energetycznej w UE (2018–2020), [mld Euro].....	124
Rysunek 4.45. Zmiana wskaźnika specjalizacji UE dla zgłoszeń patentowych w działaniach Planu EPSTE w latach 2015-2020.....	125
Rysunek 4.46. Wydatki krajowe brutto na badania i rozwój (GERD) jako procent PKB w Polsce w latach 2000-2022.....	126
Rysunek 4.47. Podział środków publicznych przeznaczonych w Polsce w latach 2010-2022 r. na B+R w obszarze energetyki.....	127
Rysunek 4.48. Udział zatrudnionych w B+R w odniesieniu do całkowitego zatrudnienia w krajach UE, w przeliczeniu na pełne etaty w 2022 r.	130
Rysunek 4.49. Dotacje według głównego źródła energii/nośnika energii w UE-27 (w mld EUR z 2022 r.)	132
Rysunek 4.50. Dotacje w UE do paliw kopalnych według rodzaju paliwa.....	132
Rysunek 4.51. Dotacje do paliw kopalnych według państwa członkowskiego i według wpływu na środowisko	133
Rysunek 4.63. Dotacje do paliw kopalnych według terminu zakończenia i jako odsetek łącznych dotacji w energetyce (%) w 2021 r.....	134
Rysunek 4.52. Udział dotacji do OZE według technologii dla wybranego państwa członkowskiego (2021 r.)	135
Rysunek 4.53. Znaczenie dotacji w energetyce w kontekście kryzysu związanego z cenami energii	135
Rysunek 4.54. Dotacje na rozwiązanie problemu rosnących cen energii z podziałem na kraje w 2022 r.	136
Rysunek 4.55. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w wybranych krajach UE w latach 2015-2023.....	137
Rysunek 4.56. Ceny hurtowe energii elektrycznej z Rynku Dnia Następnego w krajach UE w 2023 r. ...	137
Rysunek 4.57. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IC (500 – 1 999 MWh).....	138
Rysunek 4.58. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r.- kategoria ID (2 000 - 19 999 MWh)	138
Rysunek 4.59. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców przemysłowych za I półrocze 2023 r. - kategoria IE (20 000 – 69 999 MWh).....	139
Rysunek 4.60. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DB (1 000 – 2 499 kWh)	139
Rysunek 4.61. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DC (2 500 – 4 999 kWh)	140
Rysunek 4.62. Ceny energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwach domowych za I półrocze 2023 r.- kategoria DD (5 000 – 14 999 MWh)	140