

**POLITYKA  
ENERGETYCZNA  
POLSKI  
DO 2040 R.**

– ZAŁĄCZNIK 2 –

**Wnioski z analiz  
prognostycznych  
dla sektora paliwowo-  
energetycznego**

PROJEKT

Ministerstwo Energii

Warszawa 2019



## Spis treści

Wykaz skrótów .....	2
Wprowadzenie.....	3
1. Założenia .....	4
2. Prognoza cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej .....	6
3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> w systemie EU ETS.....	6
4. Prognoza parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wykorzystywanych w sektorze energii .....	7
5. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej .....	8
6. Prognoza krajowej produkcji energii z podziałem na rodzaj paliwa .....	11
7. Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii .....	12
8. Prognoza importu netto z podziałem na paliwa .....	13
9. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych .....	14
10. Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła .....	17
11. Prognozy dotyczące energii elektrycznej.....	18
11.1. Prognoza wycofań mocy wytwórczych energii elektrycznej.....	18
11.2. Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej .....	19
11.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej wg paliw .....	22
11.4. Prognoza cen energii elektrycznej .....	24
12. Prognozy zdolności połączeń przesyłowych.....	25
12.1. Prognozy zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych .....	25
12.2. Prognozy zdolności gazowych połączeń przesyłowych .....	25
13. Prognozy emisji zanieczyszczeń .....	27
14. Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii .....	28

## Wykaz skrótów

<b>CHP</b>	– kogeneracja, ang. <i>combined heat and power</i>
<b>DSR</b>	– narzędzia zarządzania popytem, ang. <i>demand side response</i>
<b>EU ETS</b>	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO <sub>2</sub> , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
<b>EUA</b>	– uprawnienie do emisji CO <sub>2</sub> , ang. <i>European Union Allowance</i>
<b>GUS</b>	– Główny Urząd Statystyczny
<b>JWCD</b>	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
<b>LULUCF</b>	– użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo, ang. <i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i>
<b>nJWCD</b>	– jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi
<b>OZE</b>	– odnawialne źródła energii
<b>UE</b>	– Unia Europejska

## Wprowadzenie

Niniejszy dokument stanowi załącznik nr 2 do **Polityki energetycznej Polski do 2040 roku – strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego** (PEP2040). Przedstawione poniżej wyniki stanowią prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie 20-letnim i uwzględniają przesądzenia dokonane w PEP2040. Jednocześnie należy zauważyć, że przewidywanie w tak długim okresie obarczone jest dużą niepewnością.

Analizy oparto na prognozach rozwoju gospodarczego Polski opracowanych przez Ministerstwo Finansów. Do długookresowych prognoz cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wykorzystano opracowania Międzynarodowej Agencji Energii oraz prognozy Komisji Europejskiej towarzyszące scenariuszowi referencyjnemu rozwoju sektora energetycznego z 2016 r. (tj. wytyczne KE do założeń prognostycznych do zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu). Potencjał rozwoju poszczególnych technologii oraz ich przyszłych kosztów został określony z uwzględnieniem szerokiego wachlarza bibliograficznego.

Prognozy uwzględniają decyzje polityczne, które jako założenia analityczne stanowią wartości brzegowe – np. wymuszono konieczność realizacji zobowiązań unijnych w zakresie udziału OZE w bilansie energetycznym, a elektrownia Ostrołęka C jest ostatnią nową elektrownią węglową, poza kogeneracją i innymi technologiami o emisyjności poniżej 450 kg CO<sub>2</sub> / MWh. Model dobiera źródła wytwórcze według efektywności kosztowej, ale uwzględnia także warunki bezpieczeństwa pracy sieci. Oznacza to, że nawet gdyby jedna z technologii OZE (zależnych od warunków pogodowych) była znacząco tańsza niż inne dostępne, model nie wybierze tych źródeł jako jedyne, ze względu na brak pewności ich wykorzystania. W takiej sytuacji musi być dobrane źródło, które będzie stanowiło rezerwę dla jednostek OZE. Ponadto ze względu na warunki techniczne ograniczone jest tempo przyłączania źródeł poszczególnych technologii do sieci elektroenergetycznej.

## 1. Założenia

Główne założenia przyjęte w analizach:

- Przyjęto ścieżki wzrostu PKB opublikowane przez Ministerstwo Finansów – w okresach pięcioletnich przyjęto wzrost o 2,1-3,6% średniorocznie; przy czym za tworzenie wartości dodanej odpowiadać będą głównie usługi i przemysł;
- Przyjęto projekcję demograficzną Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), która zakłada spadek liczby ludności z obecnych ok. 38 do 36,5 mln w 2040 r.;
- Projekcję dotyczącą dochodu rozporządzalnego oparto na danych GUS dotyczących budżetów gospodarstw domowych oraz na ścieżkach wzrostu PKB – z prognozy wynika, że dochód rozporządzalny gospodarstw domowych z 2015 r. ulegnie niemalże podwojeniu do 2040 r., co odzwierciedla poprawę sytuacji materialnej społeczeństwa oraz determinuje krajowy wzrost zapotrzebowania na energię;
- Ze względu na konieczność zachowania spójności ze scenariuszami (ODN i PEK) opracowywanymi do *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* zdecydowano o wykorzystaniu prognoz z 2017 r. Ministerstwa Finansów i Międzynarodowej Agencji Energii tj. starszych niż najnowsze dostępne. Niemniej jednak, różnice pomiędzy długoterminowymi projekcjami MF oraz MAE z 2017 i 2018 r. nie powodują istotnych zmian w wynikach analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego.

Ponadto przyjęto założenie, że Polska zrealizuje:

- zobowiązania wynikające z regulacji unijnych i umów międzynarodowych w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń, wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), poprawy efektywności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw energii oraz budowy jednolitego rynku energii;
- działania określone dla obszaru *energia w Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu efektywności energetycznej, rozwoju techniki oraz restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego.

Ocenia się, że przy uwzględnieniu konkurencyjności źródeł odnawialnych, technicznych możliwości ich pracy w KSE, jak również wyzwań związanych z rozwojem OZE w transporcie i ciepłownictwie - możliwe jest osiągnięcie 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.

**PEP2040 wskazuje przedziałowy cel w tym zakresie tj. 21-23%\*, przy czym osiągnięcie pułapu 23% będzie możliwe w sytuacji przyznania dodatkowych środków unijnych, w tym na *sprawiedliwą transformację*.**

Niniejsza analiza przedstawia wizję realizacji ambitniejszego tj. 23%\* udziału OZE w 2030 r.

W zakresie zasobów energetycznych wykorzystano następujące założenia:

- **węgiel kamienny:** udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego wg stanu na dzień 31.12.2018 r. wynoszą 61 436 mln t. Prawie 70% zasobów wszystkich zasobów to węgle energetyczne, a ok. 30% to węgle koksujące, a inne typy węgla stanowią około 1,28% wszystkich zasobów węgla. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 37,9% zasobów bilansowych i wynoszą 22 308 mln t. przemysłowe kopalń, ustalone w projektach zagospodarowania złoża (pzz), wyniosły na koniec 2018 r. 3 605,45 mln t. W pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem;
- **węgiel brunatny:** geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wg stanu na 31.12.2018 r. wynoszą 23 316,5 mln t, z czego większość, czyli 23 315 mln t stanowią węgle energetyczne. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wg stanu na koniec 2016 r. wyniosły 1 064,6 mln t. *Ze względu na właściwości, węgiel brunatny jest wykorzystywany w niewielkiej odległości od wydobycia, dlatego nie jest brany pod uwagę w analizach import/eksport;*
- **gaz ziemny:** Stan wydobywalnych zasobów bilansowych gazu ziemnego na dzień 31.12.2018 r. wyniósł 142,16 mld m<sup>3</sup>. Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 90,56 mld m<sup>3</sup>, co stanowi 64% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2018 r. kształtowały się na poziomie 66,64 mld m<sup>3</sup>. Krajowe zasoby gazu stanowią jedynie uzupełnienie dla importu gazu – w 2018 r. wydobyto ok. 4 mld m<sup>3</sup> (przy czym ok. 0,65 mld m<sup>3</sup> została eksportowana), a przywóz gazu ziemnego do Polski w 2018 r.

wyniósł 14,95 mld m<sup>3</sup>. Przyjęto, że utrzymane będą działania, zmierzające do umożliwienia w przyszłości pozyskiwania surowca z różnych kierunków, w tym zwiększenia wydobycia własnego;

- **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, także ze źródeł niekonwencjonalnych. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne, a ceny pozostaną na stabilnym poziomie;
- **biomasa, biogaz rolniczy, biogaz pozostały:** przyjęto, że potencjał techniczny uwzględniający biomasę stałą leśną, z rolnictwa (uprawy energetyczne oraz odpady roślinne), przetwórstwa spożywczego oraz biogazu wynosi na ok. 610 PJ/rok w 2020 r. i 910 PJ/rok w 2030 r., choć potencjał rynkowy jest mniejszy;
- **geotermia, pompy ciepła:** teoretyczne zasoby energii geotermalnej w Polsce są nieograniczone, jednakże stosunkowo niewiele jest w miejsc, w których jej zastosowanie jest uzasadnione ekonomicznie. Podobnie zasoby energii cieplnej możliwej do pobrania przy pomocy pomp ciepła są ograniczone przede wszystkim względami ekonomicznymi. Potencjał wykorzystania ciepła skał głębokich oceniono w perspektywie 2030 r. na 45 PJ oraz 105 PJ w 2040 r. Takie same potencjały określono dla pomp ciepła;
- **woda:** potencjał energetyki wodnej w Polsce jest niewielki i wynosi ok. 30 PJ/rok (8 TWh/rok), przy czym obecnie wykorzystywane jest ok. 25%;
- **wiatr:** potencjał rynkowy farm wiatrowych na lądzie oceniono na ok. 10 GW mocy zainstalowanej, zaś farm na morzu – ok. 4 GW do 2030 r. i 8 GW do 2040 r.;
- **słońce:** realny potencjał instalacji słonecznych oceniono na ok. 7 GW do 2030 r. i aż 16 GW do 2040 r. Znaczna część potencjału w zakresie technologii słonecznych występuje w małych instalacjach „dachowych”.

Poniżej zaprezentowane zostały prognozy cen paliw w imporcie, cen uprawnień do emisji, parametrów techniczno-ekonomicznych poszczególnych technologii wykorzystywanych w sektorze energii. Następnie zaprezentowano prognozy zużycia energii pierwotnej i finalnej, produkcji i zużycia paliw i energii. W dalszej kolejności zaprezentowano prognozy dotyczące zużycia energii z odnawialnych źródeł, wytwarzania ciepła sieciowego oraz z zakresu energii elektrycznej – wycofania mocy, prognozowanej struktury mocy zainstalowanej i wytwarzania energii elektrycznej, a także cen energii elektrycznej. Przedstawiono także projekcje nakładów inwestycyjnych w sektorze energetycznym, jakich wymaga realizacja niniejszego scenariusza.

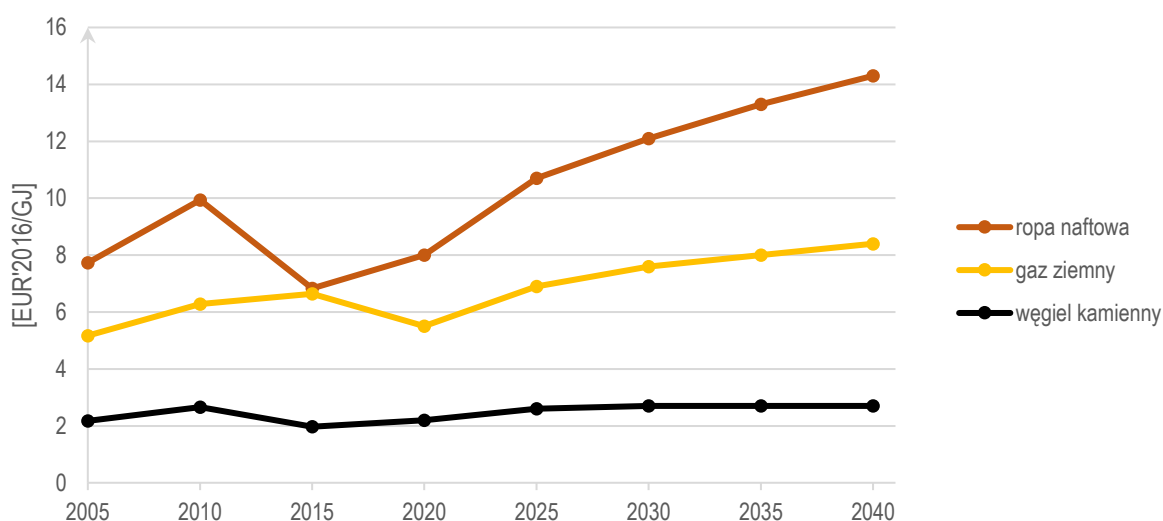
## 2. Prognoza cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej

Do obliczeń modelowych projekcji cen paliw w imporcie do UE wykorzystano prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) – WEO 2017<sup>1</sup>, scenariusz „New Policies”. Prognozy te posłużyły jako podstawa do określenia trendów rozwoju projekcji cen paliw na rynku krajowym. Prognozy wskazują wzrost cen wszystkich surowców. Prognozy zostały zestawione poniżej w tabeli i przedstawione na wykresie.

Tabela 1. Prognozy ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ropa naftowa	7,73	9,94	6,83	8	10,7	12,1	13,3	14,3
gaz ziemny	5,17	6,28	6,64	5,5	6,9	7,6	8	8,4
węgiel kamienny	2,18	2,66	1,97	2,2	2,6	2,7	2,7	2,7

Źródło: ARE S.A. na podstawie BŚ, MFW, KE oraz scenariusza „New Policies” MAE z 2017 r.



Rysunek 1. Prognozy ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ]

## 3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS

W celu zachowania spójności, do dalszych analiz przyjęto projekcje cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA, ang. *European Union Allowance*) w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS, ang. *European Union Emissions Trading System*) według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (WEO2017, scenariusz „New Policies”).

Założone ceny uprawnień do 2030 r. są kierunkowo zbieżne z aktualnymi wytycznymi KE w zakresie stosowania wskaźników na potrzeby zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu. Pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w 2018 r., KE nie wskazała zaktualizowanych tj. wyższych prognoz cen EUA do wykorzystania w ramach prac analitycznych do krajowych planów. Z powyższego względu uznano projekcje cen EUA z WEO2017 za adekwatne do potrzeb analitycznych.

Założono, że cena EUA w systemie EU ETS, będzie stopniowo wzrastać do 40 EUR'2016/t CO<sub>2</sub> w 2040 r. Prognozy zestawiono w tabeli poniżej.

<sup>1</sup> World Energy Outlook 2017 (WEO 2017), Międzynarodowa Agencja Energii, 2017.

Tabela 2. Prognoza ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS [EUR'2016/tCO<sub>2</sub>]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
cena za 1 uprawnienie EUA	0	12	8	17	21	30	35	40

Źródło: opracowanie własne ARE S.A. na podstawie MAE, KE, Thomson Reuters, KfW Bankengruppe

## 4. Prognoza parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wykorzystywanych w sektorze energii

W tabeli poniżej zestawiono parametry techniczne i ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych i przesyłowych. Wartości te zostały przyjęte w procesie prognozowania struktury produkcji i mocy elektrycznych.

Tabela 3. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

paliwo / technologia	okres uruchomienia	nakłady inwest. OVN	koszty		sprawność netto elektr /całkowita	techniczny czas życia	wskaź. emisji CO <sub>2</sub>
			stałe	zmienne			
			tys.€/MW <sub>net</sub>	tys.€/MW <sub>netto</sub>			
1.1. węgiel brunatny – PL	2016-2040	1800	48	3,4	44	40	110
1.2. węgiel brunatny – PL+CCS	2030-2040	3250	72	8,6*	38	40	14
1.3. węgiel brunatny – FBC	2020-2040	2050	50	3,4	40	40	106
2.1. węgiel kamienny – PC	2016-2040	1650	44	3,2	46	40	94
2.2. węgiel kamienny – IGCC	2025-2040	2250	58	5,0	48	40	12
2.3. węgiel kamienny – IGCC+CCS	2030-2040	3250	78	7,2*	40	40	12
2.4. węgiel kamienny – CHP	2016-2040	2250	48	3,2	30/80	40	94
2.5. węgiel kamienny – CHP+CCS	2030-2040	3500	76	10*	22/75	40	12
3.1. gaz ziemny – GTCC	2016-2040	750	18	1,8	58-62	30	56
3.2. gaz ziemny – GTCC+CCS	2030-2040	1350	38	4,0*	50-52	30	6
3.3. gaz ziemny – TG	2025-2040	500	16	1,4	40	30	56
3.4. gaz mikro CHP	2016-2040	2350	97	-	20/90	25	56
4.1. jądrowa – PWR	2030-2040	4500	85	0,8	36	60	0
5.1. wiatrowe na lądzie	2016-2020	1350	50	-	-	25	0
5.2. wiatrowe na lądzie	2021-2040	1350↓1250	50	-	-	25	0
5.3. wiatrowe na morzu	2020-2030	2450↓2250	90	-	-	25	0
5.4. wiatrowe na morzu	2031-2040	2250↓2075	90	-	-	25	0
5.5. duże wodne	2020-2040	2500	35	-	-	60	0
5.5. małe wodne	2016-2040	2000	75	-	-	60	0
5.6. geotermalne	2020-2040	7000	160	-	0,12	30	0
5.7. ogniwa fotowoltaiczne	2016-2020	1100↓800	16	-	-	25	0
5.8. ogniwa fotowoltaiczne	2021-2040	800↓600	16	-	-	25	0
5.9. ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2016-2020	1250↓1150	20	-	-	25	0
5.10. ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2021-2040	1100↓800	20	-	-	25	0
5.11. biogaz rolniczy – CHP	2016-2040	3250↓2750	220	-	36/85	25	0
5.12. biogaz z oczyszczalni ścieków – CHP	2016-2040	3500	135	-	34/85	25	0
5.13. biogaz składowiskowy – CHP	2016-2040	1800	80	-	40/85	25	0
5.14. biomasa stała – CHP	2021-2040	2950↓2750	120	-	30/80	30	0
5.15. kocioł ciepłowniczy – węgiel	2016-2040	350	1	1,4	0,9	30	94
5.16. kocioł ciepłowniczy – gaz ziemny	2016-2040	150	1	0,4	0,96	30	56
5.18. kocioł ciepłowniczy – olej opałowy	2016-2040	200	1	0,5	0,95	30	74
5.19. kocioł ciepłowniczy – biomasa	2016-2040	500	1	1,4	0,9	30	0
5.20. elektroenerg. sieć przesyłowa WN	2016-2040	190					
5.21. elektroenerg. sieć dystrybucyjna SN	2016-2040	250					
5.22. elektroenerg. sieć dystrybucyjna NN	2016-2040	500					

\*włącznie z transportem i magazynowaniem CO<sub>2</sub>

W tabeli wykorzystano następujące skróty:

CHP – kogeneracja, skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej ang. *combined heat and power*  
 PC – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny, ang. *pulverized coal*  
 PL – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny, ang. *pulverized lignite*  
 CCS – sekwstracja (wychwytywanie i składowanie) dwutlenku węgla, ang. *carbon capture and storage*  
 GTCC – elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny, ang. *gas turbine combined cycle*  
 IGCC – elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego, ang. *integrated gasification combined cycle*  
 FBC – elektrownie z kotłami fluidalnymi, ang. *fluidized bed combustion*  
 PWR – reaktor wodny ciśnieniowy, ang. *pressurized water reactor*

SN – średnie napięcia  
 NN – najwyższe napięcia  
 WN – wysokie napięcia

↓ – oznacza prawdopodobny spadek kosztów w kierunku liczby po prawej stronie strzałki

Źródło: ARE S.A. na podstawie:

*World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris 2016;*

*WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions, International Energy Agency, Paris 2014;*

*The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025", International Renewable Energy Agency, Bonn 2016;*

*Energy and Environmental Economics – "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies", San Francisco 2014;*

*World Energy Perspective Cost of Energy Technologies, World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance, 2013;*

*Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0, Lazard, New York 2015;*

*Scenarios for the Dutch electricity supply system, Frontier Economics, London 2015;*

*Energy Technology Reference Indicator projections for 2010-2050, European Commission JRC Institute for Energy and Transport, Brussels 2014;*

*Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development, Paris, 2015*

*Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016, U.S. Energy Information Administration, Washington 2016.*

## 5. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej

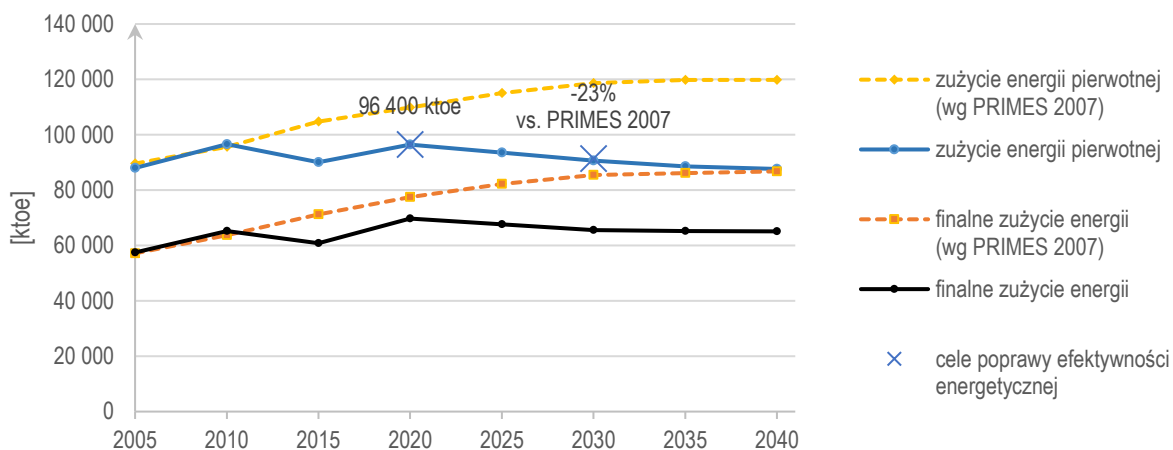
W tabeli oraz na rysunku poniżej zestawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej w kraju. Prognoza wskazuje realizację celu na 2020 r. tj. osiągnięcie wartości zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju na poziomie 96,4 Mtoe. Następnie prognozowany jest spadek do poziomu 90,7 Mtoe w 2030 r., co jest wartością zbliżoną do celu, jaki wskazano w PEP2040 – tj. poprawę efektywności energetycznej o 23% w stosunku do prognoz na ten rok wg PRIMES 2007. Finalne zużycie energii zachowuje podobną prawidłowość, jak w przypadku energii pierwotnej.

Tabela 4. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
zużycie energii pierwotnej	87 952	96 589	90 104	96 423	93 509	90 682	88 613	87 647
zużycie energii pierwotnej (wg PRIMES 2007)	89 581	95 611	104 804	109 829	115 057	118 583	119 774	119 826
finalne zużycie energii	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112
finalne zużycie energii (wg PRIMES 2007)	57 169	63 712	71 246	77 448	82 174	85 467	86 117	86 767

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT





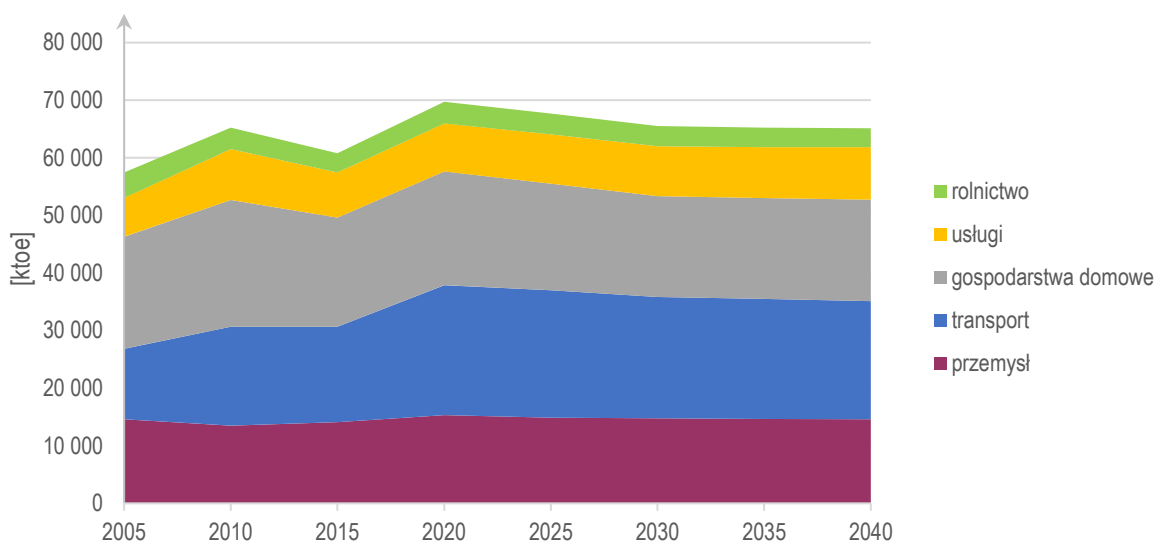
Rysunek 2. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

Warto zwrócić uwagę na to, jak **zużycie energii finalnej** będzie rozkładać się w podziale na sektory gospodarki. Największe różnice można zaobserwować w okresie 2015-2020 i dotyczą transportu. Po 2020 r. we wszystkich sektorach przewiduje się spadek wykorzystania energii, poza sektorem usług, gdzie następuje niewielki wzrost. Kluczową rolę w ograniczeniu zużycia energii finalnej w transporcie jest popularyzacja elektromobilności.

Tabela 5. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na sektory [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
przemysł	14 616	13 498	14 096	15 316	14 902	14 763	14 664	14 596
transport	12 221	17 187	16 559	22 546	22 075	21 049	20 827	20 492
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	10 118	9 434	8 598	8 745	8 957
towarowy	b.d.	b.d.	7 494	12 346	12 557	12 364	11 995	11 449
pojazdy spec. przezn.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
gospodarstwa domowe	19 467	21 981	18 948	19 772	18 506	17 513	17 505	17 657
usługi	6 730	8 833	7 842	8 343	8 586	8 700	8 853	9 079
rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 743	3 613	3 485	3 379	3 287
<b>RAZEM</b>	<b>57 472</b>	<b>65 230</b>	<b>60 775</b>	<b>69 720</b>	<b>67 682</b>	<b>65 509</b>	<b>65 229</b>	<b>65 112</b>

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT



Rysunek 3. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

Istotnych informacji dostarcza także dekompozycja **zużycia energii finalnej<sup>2</sup> w podziale na paliwa i nośniki**. Następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej zużycia energii finalnej. Po 2020 r. odnotowuje się wzrost przede wszystkim w zużyciu energii elektrycznej, na co wpływ ma wzrost gospodarczy i elektryfikacja transportu. W bilansie wzrost odnotowuje się także w odnawialnych źródłach energii – wzrost zużycia biomasy stałej, energii ziemi i słońca (kolektory słoneczne, pompy ciepła, źr. geotermalne). Spadek wykorzystania biopaliw po 2025 r. wynika z popularyzacji elektromobilności.

W PEP2040 założono popularyzację ciepłownictwa sieciowego. Prognozy nie wskazują przyrostu zużycia energii finalnej w tym obszarze ze względu na poprawę efektywności energetycznej wytwarzania energii, jak również spadek jednostkowego wykorzystania ciepła przez podmioty dzięki termomodernizacji i rygorystycznym normom efektywnościowym w nowym budownictwie.

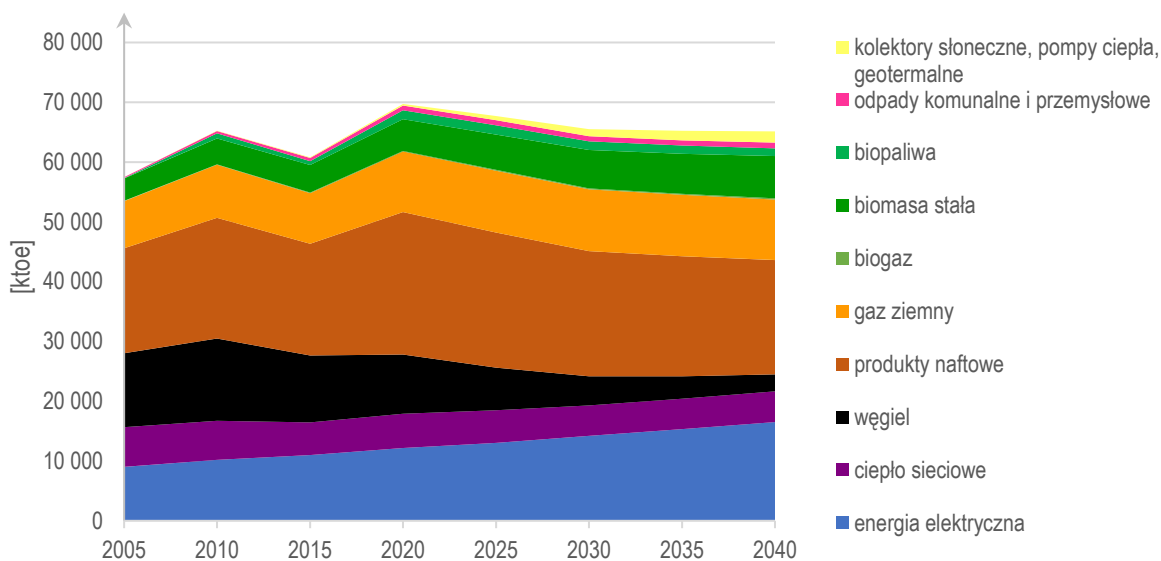
W prognozach zużycia energii finalnej spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny związany jest głównie z postępującym stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), jak również przechodzenia na paliwa i nośniki takie jak: gaz, energia elektryczna, czy OZE. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów zaspowych w gospodarstwach domowych. Prognoza uwzględnia założenie, że wszystkie nowe kotły spełniają wymagania klasy V emisyjności.

Tabela 6. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	12 152	13 041	14 202	15 349	16 520
ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 748	5 436	5 090	5 080	5 132
węgiel	12 340	13 733	11 218	9 917	7 117	4 899	3 735	2 842
produkty naftowe	17 563	20 213	18 646	23 822	22 602	20 911	20 063	19 124
gaz ziemny	7 917	8 884	8 487	10 144	10 353	10 327	10 277	10 108
biogaz	40	48	78	97	131	165	201	237
biomasa stała	3 755	4 306	4 639	5 295	5 916	6 439	6 681	7 036
biopaliwa	46	867	653	1490	1531	1413	1364	1317
odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	785	871	891	905	919
kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	48	116	270	685	1 172	1 574	1 876
<b>RAZEM</b>	<b>57 472</b>	<b>65 230</b>	<b>60 775</b>	<b>69 720</b>	<b>67 682</b>	<b>65 509</b>	<b>65 229</b>	<b>65 112</b>

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

<sup>2</sup> Zużycie energii finalnej rozumiane jest jako zużycie przez odbiorcę końcowego na użytek własny. Oznacza to, że np. gospodarstwo domowe może zużyć energię finalną w postaci energii elektrycznej i gazu ziemnego do ogrzania pomieszczeń. Tym samym np. pozycja „węgiel” nie obejmuje wykorzystania węgla na wytworzenie energii elektrycznej.



Rysunek 4. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

## 6. Prognoza krajowej produkcji energii z podziałem na rodzaj paliwa

Tabela 10. przedstawia wielkość krajowej podaży paliw i nośników energii. Poniżej zestawiono wnioski wynikające z osiągniętych wyników.

- Wydobycie **węgla kamiennego** (bez węgla koksującego) w latach 2015-2030 ulega umiarkowanemu spadkowi – z poziomu 32,1 Mtoe do 22,6 Mtoe (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 59,6 mln t i 41,6 mln t). W okresie 2030-2040 przewidywany poziom wydobycia węgla kamiennego ulega bardzo istotnemu obniżeniu do 16,2 Mtoe (29,8 mln t). Ograniczenie produkcji węgla w tym wypadku, wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Po 2030 r. przewiduje się przyspieszenie procesu trwałych odstawień z KSE wyeksploatowanych węglowych jednostek wytwórczych. Budowa nowych bloków opalanych węglem (oprócz tych, co do których decyzja inwestycyjna została już podjęta) będzie utrudniona w warunkach wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, ciągle zaostających się wymagań środowiskowych oraz kierunków polityki klimatyczno-energetycznej UE, w tym prac nad taksonomią. Technologie węglowe wyposażone w instalacje CCS mogą być konkurencyjne, ale w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przekraczających 50 EUR/t.
- Spadek popytu na węgiel w sektorze przemysłu następuje głównie w wyniku procesu unowocześniania procesów produkcyjnych. W gospodarstwach domowych i usługach – w ramach walki ze smogiem w miastach – następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły spełniające najwyższe normy środowiskowe (o wysokich sprawnościach przemian energetycznych) oraz zamiana technologii węglowych na bardziej przyjazne środowisku (ciepło systemowe, OZE, gaz ziemny).
- Wydobycie **węgla koksującego** ulegnie nieznacznemu spadkowi z ok. 10 Mtoe do 8,5 Mtoe.
- Produkcja **węgla brunatnego** spada po 2030 r. Do prognoz przyjęto uruchomienie odkrywki Złoczew, której zasoby są wykorzystane przez zmodernizowane bloki Elektrowni Bełchatów. Ze względów ekonomicznych nie powstają żadne nowe jednostki wytwórcze na węgiel brunatny, poza obecnie budowanym blokiem w Turowie (450 MW).
- Wydobycie **ropy naftowej** utrzyma się na stałym (stosunkowo niewielkim) poziomie (ok. 1 Mtoe), podobnie jak krajowe wydobycie **gazu ziemnego** (ok. 3,6 Mtoe).
- Wzrost produkcji krajowej **biopaliw** (głównie HVO/COHVO I generacji) następuje do 2025 r., ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym oraz właściwościami tych substancji, umożliwiającymi zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych. Jednakże ze względu na popularyzację elektromobilności może nastąpić spadek wykorzystania biopaliw po 2025 r.

- W latach 2015-2040 przewiduje się wzrost pozyskania **biomasy stałej** o 62% – to wzrost dość istotny, w znacznym stopniu wykorzystujący potencjał krajowy. Zapotrzebowanie na biomasę będzie rosło we wszystkich sektorach. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym rola będzie opłacalność wykorzystania biomasy zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych, jak i instalacjach współspalania z węglem. W gospodarstwach domowych oraz usługach większe niż do tej pory wykorzystanie biomasy wiązać się będzie z zastępowaniem starych pieców węglowych nowoczesnymi, opalanymi pelulem.

Tabela 7. Prognoza produkcji krajowej z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	29 367	27 433	22 615	18 831	16 210
węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	9 339	8 809	8 668	8 588	8 564
koks	5 721	6 701	6 666	7 160	7 174	7 192	7 241	7 323
węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	10 637	11 110	11 095	5 971	3 761
ropa naftowa	840	681	922	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 595	3 627	3 653	3 675	3 694
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
biopaliwa	117	446	936	1 100	1 133	1 042	1 006	972
biomasa stała	4166	5 866	6 268	7 356	8 385	9 753	9 986	10 193

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

## 7. Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii

Prognoza krajowego zużycia brutto poszczególnych paliw i energii<sup>3</sup> wskazuje na zmiany zapotrzebowania niemal wszystkich paliw i nośników energii. Poniżej zaprezentowano najistotniejsze wnioski w tym zakresie:

- Krajowe zużycie **energii elektrycznej** wzrośnie w latach 2015-2030 o 22% oraz 37% w latach 2015-2040. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy ok. 1,5%. Zużycie energii elektrycznej wzrasta we wszystkich sektorach. Usługi, jako najszybciej rozwijający się sektor gospodarki, odznaczać się będą największym tempem wzrostu konsumpcji energii elektrycznej, gdyż zwiększać się będzie wykorzystanie urządzeń, w tym klimatyzacyjnych. Zużycie w gospodarstwach domowych będzie rosnać w sposób umiarkowany – rosnaćcy poziom dobrobytu, coraz większa liczba mieszkań i bogatsze wyposażenie w urządzenia oraz intensywność ich wykorzystania są neutralizowane zmniejszającą się elektrochłonnością tych urządzeń. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązać się będzie głównie z rosnącą produkcją wyrobów przemysłowych oraz unowocześnianiem i mechanizacją zakładów produkcyjnych. Zwiększenie popytu przez transport będzie związane z poprawą jakości usług pasażerskich przewozów kolejowych i wzrostem popularności tej gałęzi transportu, a w transporcie drogowym z rozwojem elektromobilności.
- Przewiduje się spadek krajowego zużycia **węgla kamiennego i brunatnego** w rezultacie realizacji dotychczasowej polityki energetyczno-klimatycznej i ograniczania zużycia węgla w gospodarstwach domowych. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza w okresie 2030-2040.
- Przewiduje się niewielki spadek zużycia **ropy naftowej i produktów naftowych w latach 2020-2040**. Siłą sprawczą utrzymania zapotrzebowania w tym sektorze jest wzrost gospodarczy, ale czynnikiem hamującym jest poprawa efektywności wynikająca z postępu technologicznego, podejmowane działania na rzecz lepszej organizacji usług przewozowych oraz rozwój infrastruktury transportowej (sieci autostrad i dróg ekspresowych).
- Wzrost wykorzystania **gazu ziemnego** będzie wynikał ze zwiększenia wykorzystania tego paliwa w wytwarzaniu energii, głównie jako moce regulacyjne i rezerwowe, a także w celu poprawy jakości powietrza, jako paliwo o niższej emisyjności niż węgiel.

<sup>3</sup> Obliczono zgodnie z algorytmem: (+) zużycie finalne (+) zużycie w sektorze energii (+) zużycie w sektorze przemian energetycznych (-) straty przesyłu i dystrybucji (+/-) różnice statystyczne (=) krajowe zużycie brutto energii.

- Przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na **odnawialne nośniki energii** takie jak: biomasa, biogaz, odnawialne odpady komunalne i przemysłowe. Tylko zużycie biopaliw odnotuje spadek po 2025 r.

Tabela 8. Prognoza krajowego zużycia brutto paliw i energii [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	15 258	16 156	17 297	18 289	19 412
ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 721	6 626	6 204	6 153	6 204
węgiel kamienny	37 669	39 241	31 205	28 707	24 284	19 436	15 731	13 181
węgiel koksujący	7 884	8 694	9 488	9 396	8 957	8 891	8 874	8 906
koks	2 314	2 154	2 266	2 563	2 415	2 299	2 235	2 219
węgiel brunatny	12 726	11 576	12 283	10 651	11 124	11 110	5 979	3 766
ropa naftowa	18 017	22 633	25 930	27 247	27 227	26 784	26 861	26 754
produkty naftowe	22 338	26 856	25 338	31 280	31 225	31 060	30 817	30 510
gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	16 547	17 290	18 121	19 677	20 662
gaz koksowniczy	1 480	1 744	1 704	1 676	1 651	1 641	1 642	1 651
gaz wielkopiecowy	885	526	632	576	532	489	454	428
pozost. paliwa gazowe	161	149	162	88	76	76	75	75
biomasa stała	4 166	5 866	6 774	7 896	9 023	10 522	10 778	11 004
biogaz	54	115	229	284	318	352	388	425
biopaliwa	54	868	782	1 497	1 542	1 418	1 369	1 322
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 047	1 251	1 329	1 417	1 499

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

## 8. Prognoza importu netto z podziałem na paliwa

Poniżej zestawiono prognozę salda importowo-eksportowego dla kluczowych paliw i nośników energii.

- Choć od 2014 r. obserwowane są tendencje do wzrostu udziału **energii elektrycznej** sprowadzanej z zagranicy (ze względu na rosnące zdolności importowo-eksportowe oraz intensywne dotowanie niestabilnych OZE w krajach sąsiadujących), należy się spodziewać, że trend ten odwróci się w latach 20. XXI w., kiedy ceny energii na rynkach europejskich wzrosną. Będzie to skutkiem zakończenia procesu likwidacji elektrowni jądrowych w Niemczech (2023 r.) oraz wycofania i wymiany konwencjonalnych zdolności wytwórczych w UE zapewniających stabilne i pewne dostawy energii. Mając na uwadze dużą niepewność co do kształtowania cen energii, a także spodziewany wzrost konkurencyjności energii elektrycznej wytwarzanej w kraju w dalszym horyzoncie prognozy przyjęto zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej.
- Oceniono, że na niewielką skalę Polska będzie eksporterem **węgla kamiennego** oraz importerem **węgla koksującego**. Utrzymany zostanie status eksportera **koksu**.
- Z modelowania wynika stały poziom importu **ropy naftowej** i wzrost importu **gazu ziemnego** w przyszłości. Negatywną konsekwencją zwiększenia udziału gazu w krajowej strukturze zużycia energii jest pogorszenie wskaźnika samowystarczalności energetycznej, mniej jednak wykorzystanie gazu jest istotne dla pracy systemu elektroenergetycznego, dla gospodarki i ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> i zanieczyszczeń.
- W wyniku wdrożenia energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego konieczny będzie import **paliwa jądrowego**.
- Zaprognozowano wzrost importu netto **biopaliw i biomasy stałej**, co wynika z warunków ekonomicznych pozyskiwania surowców niezbędnych do realizacji celu w zakresie zużycia energii ze źródeł odnawialnych.

Tabela 9. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	-962	-116	-29	65	0	0	0	0
węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	-660	-3 148	-3 179	-3 101	-3 028
węgiel koksujący	-1 801	944	275	57	148	223	286	342
koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 597	-4 759	-4 893	-5 006	-5 105
węgiel brunatny	-2	-19	16	14	15	15	8	5
ropa naftowa	17 751	22 484	26 311	26 533	26 515	26 074	26 153	26 048
gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	12 952	13 663	14 468	16 002	16 968
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
biopaliwa	-65	427	-144	397	409	376	363	350
biomasa stała	0	0	506	540	638	769	792	811

„-” oznacza eksport, „+” oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

## 9. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego<sup>4</sup> udziału OZE zakładają realizację zadań wskazanych w PEP2040 np. wdrożenia morskiej energetyki wiatrowej. Ponadto zaimplementowano trendy spadku nakładów technologicznych, choć uwzględniono warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

Przyjęto, że podstawowymi mechanizmami wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, funkcjonującymi w rozpatrywanym okresie będą systemy: świadectw pochodzenia (stopniowo wygaszane) oraz aukcyjny (przewidywany do końca 2035 r. dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie za wyjątkiem elektrowni wiatrowych na morzu, dla których wsparcie przewidziane jest do końca 2040 r.). W obydwu systemach założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania technologii.

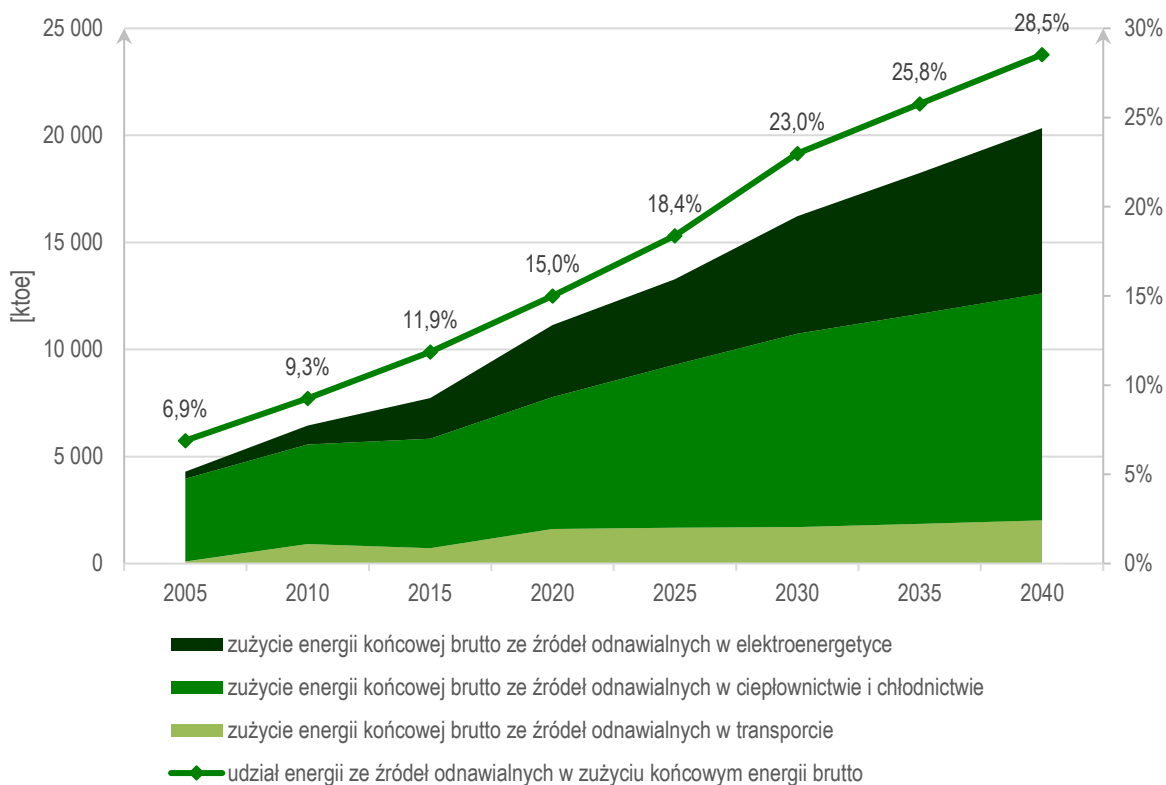
Założono, że technologiami preferowanymi w ogłaszanych w przyszłości aukcjach na dostawy energii z OZE będą głównie źródła charakteryzujące się stabilnym trybem pracy i te, które mogą stanowić wartościowe uzupełnienie dla dotychczas zainstalowanych jednostek wytwarzania. Przyjęto założenie maksymalnego tempa budowy poszczególnych technologii, a osiągnięta ilość mocy zainstalowanej dla każdej z technologii jest wynikiem procesu optymalizacji kosztowej.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne, wskazuje na **możliwy do osiągnięcia poziom udziału OZE w finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2020 r. – 15%, w 2030 r. – 23%\*** (tj. w przypadku udzielenia dodatkowego wsparcia ze środków unijnych) **oraz 28,5% w 2040 r.** Należy zwrócić uwagę na to, że OZE stają się konkurencyjne w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> i znacznej redukcji kosztów technologii.

Sektorem, w którym udział zużycia OZE rośnie najszybciej jest sektor elektroenergetyczny, gdyż do tego sektora kierowany jest główny strumień wsparcia. Udział OZE wzrasta w tym sektorze z 22,1% w 2020 r. do 31,8% w 2030 i 39,7% w 2040 r. W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, następuje wzrost udziału OZE zgodny z dyrektywą OZE o 1,1 pkt. proc. średniorocznie, jednakże jest to duże wyzwanie dla sektora, zarówno ze względu na inwestycje, jak i trudności organizacyjno-techniczne. Najistotniejsze informacje dotyczące wykorzystania OZE przedstawiono na rysunku poniżej, szczegółowe wyniki analiz znajdują się w kolejnych czterech tabelach.

Wzrost wykorzystania OZE w transporcie również wiąże się z potrzebą znaczących zmian w sektorze. Występują również trudności technologiczne i organizacyjne, w szczególności ograniczenia w blendingu, czy wynikające z regulacji UE limity w wykorzystaniu biopaliw z surowców spożywczych.

<sup>4</sup> Na zużycie energii końcowej brutto z OZE składa się zużycie w trzech sektorach: (1) elektroenergetyce; (2) ciepłownictwie i chłodnictwie; (3) transporcie.



Rysunek 5. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w trzech podsektorach [ktoe] oraz udział OZE w zużyciu energii finalnej brutto

Tabela 10. Prognoza całkowitego i sektorowego zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE – całkowitego i w sektorach [%]

[ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)</b>	<b>61573,8</b>	<b>69156,4</b>	<b>64596,0</b>	<b>73512</b>	<b>71508</b>	<b>69345</b>	<b>68906</b>	<b>68836</b>
zużycie energii końcowej brutto z OZE	4245,4	6399,3	7664,4	11027	13143	15937	17761	19637
zużycie OZE w elektroenergetyce	331,7	890,3	1894,3	3369	4004	5493	6581	7715
zużycie OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	3867,6	4641,6	5116,7	6163	7604	9027	9812	10601
zużycie OZE w transporcie	95,2	916,2	721,2	1613	1677	1708	1856	2024

[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>udział energii z OZE w zużyciu końcowym energii brutto</b>	<b>6,9%</b>	<b>9,3%</b>	<b>11,9%</b>	<b>15,0%</b>	<b>18,4%</b>	<b>23,0%</b>	<b>25,8%</b>	<b>28,5%</b>
udział energii z OZE w elektroenergetyce	3,1%	7,0%	13,4%	22,1%	24,8%	31,8%	36,0%	39,7%
udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,7%	14,5%	17,4%	22,7%	28,4%	31,5%	34,4%
udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,6%	6,6%	6,4%	10,0%	11,2%	14,0%	17,7%	22,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

Tabela 11. Prognoza wytwarzania energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym w podziale na technologie [ktoe] oraz udziału zużycia energii elektrycznej z OZE z poszczególnych technologii [%]

produkcja en. elektrycznej z OZE wg technologii [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)</b>	<b>184,3</b>	<b>202,0</b>	<b>202,4</b>	<b>206</b>	<b>246</b>	<b>254</b>	<b>262</b>	<b>270</b>
elektrownie wodne*	17,5	146,2	833,0	2020	2278	3290	3940	4746
elektrownie wiatrowe*	0,0	0,0	4,9	173	390	584	929	1274
elektrownie fotowoltaiczne	120,4	507,8	776,2	822	835	1001	984	887
elektrownie biomasowe	9,6	34,3	77,9	132	230	334	431	498
elektrownie biogazowe	0,0	0,0	0,0	17	25	30	35	40
odnawialne odpady komunalne	184,3	202,0	202,4	206	246	254	262	270

udział technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce [%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
elektrownie wodne	55,6%	22,7%	10,7%	6,1%	6,1%	4,6%	4,0%	3,5%
elektrownie wiatrowe	5,3%	16,4%	44,0%	59,9%	56,9%	59,9%	59,9%	61,5%
elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	5,1%	9,7%	10,6%	14,1%	16,5%
elektrownie biomasowe	36,3%	57,0%	41,0%	24,4%	20,8%	18,2%	15,0%	11,5%
elektrownie biogazowe	2,9%	3,9%	4,1%	3,9%	5,7%	6,1%	6,5%	6,5%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%

\*wartości znormalizowane

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

Tabela 12. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe] oraz udział poszczególnych rodzajów źródeł w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%]

zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&amp;C)</b>	<b>38064,0</b>	<b>39558,3</b>	<b>35202,3</b>	<b>35489</b>	<b>33472</b>	<b>31794</b>	<b>31141</b>	<b>30822</b>
geotermia	11,4	13,4	21,7	31	45	59	75	109
słońce	0,1	10,0	45,0	108	271	455	570	591
biomasa stała	3814,5	4554,6	4896,0	5597	6473	7288	7555	7950
biogaz	40,9	50,8	88,4	135	243	341	436	508
pompy ciepła	0,0	9,9	25,6	177	431	728	1001	1247
odnawialne odpady komunalne	0,7	2,9	39,9	115	140	157	176	197

udział technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	0,8%	1,0%
słońce	0,0%	0,2%	0,9%	1,7%	3,6%	5,0%	5,8%	5,6%
biomasa stała	98,6%	98,1%	95,7%	90,8%	85,1%	80,7%	77,0%	75,0%
biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	2,2%	3,2%	3,8%	4,4%	4,8%
pompy ciepła	0,0%	0,2%	0,5%	2,9%	5,7%	8,1%	10,2%	11,8%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,9%	1,8%	1,7%	1,8%	1,9%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

Tabela 13. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe] oraz udział technologii w zużyciu OZE w transporcie [%]

zużycie energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
<b>końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)</b>	<b>10178,7</b>	<b>14951,0</b>	<b>14488,0</b>	<b>20295</b>	<b>19804</b>	<b>18884</b>	<b>18673</b>	<b>18356</b>
energia elektryczna	49,1	48,8	67,8	118	142	291	488	703
biopaliwa I generacji/HVO/CHVO I generacji	46,1	867,4	653,4	1274	1198	999	889	832
biopaliwa II generacji lub HVO/COHVO II generacji	0,0	0,0	0,0	221	338	418	479	489
zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0,3	0,34	0,48	13	53	150	295	473
zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	43,7	43,30	61,06	96	82	132	182	218
zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	5,2	5,13	6,26	9	7	9	11	12
<b>całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie</b>	<b>343,0</b>	<b>287,0</b>	<b>267,2</b>	<b>355</b>	<b>627</b>	<b>1004</b>	<b>1356</b>	<b>1769</b>
w tym: na cele transportu drogowego	1,8	2,0	1,9	39	234	517	819	1190
na cele transportu kolejowego	305,2	254,9	240,6	290	363	457	507	550
w transporcie rurociągowym	36,0	30,2	24,7	26	29	31	31	30



[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii elektr. w zużyciu energii z OZE w transporcie	51,6%	5,3%	9,4%	7,3%	8,4%	17,0%	26,3%	34,7%
udział biopaliw w zużyciu energii z OZE w transporcie	48,4%	94,7%	90,6%	92,7%	91,6%	83,0%	73,7%	65,3%
udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	11,0%	37,3%	51,4%	60,4%	67,3%
udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	81,6%	58,0%	45,5%	37,4%	31,1%
udział energii elektr. na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	7,4%	4,7%	3,1%	2,3%	1,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., EUROSTAT

## 10. Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe będzie wzrastać, przy czym ze względu na priorytetyzację wytwarzania energii w kogeneracji spadać będzie znaczenie ciepłowni. Przytoczone wyniki prognoz bazują na założeniu większej niż obserwowana do tej pory - intensyfikacji działań na rzecz przyłączania nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych oraz założeniach dot. działań na rzecz termomodernizacji budynków.

Tabela 14. Prognoza produkcji energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
elektrociepłownie	219 883	205 851	186 626	207 729	213 015	205 980	213 620	212 328
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	295	339	375	388	407
ciepłownie	116 409	129 980	94 767	82 955	62 828	53 635	43 070	46 404
<b>RAZEM</b>	<b>336 292</b>	<b>335 831</b>	<b>281 393</b>	<b>290 684</b>	<b>275 842</b>	<b>259 615</b>	<b>256 690</b>	<b>258 732</b>

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W 2015 r. 66% ciepła użytkowego pochodziło z kogeneracji (CHP), natomiast pozostała część ciepła produkowana jest w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Występuje więc w kraju znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie niespełniających wymogów środowiskowych kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Pewien potencjał mają spalarnie odpadów, ale także wykorzystanie ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe.

W analizach tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (patrz tabela poniżej) wskazują na stały odsetek wytwarzania energii elektrycznej w CHP, ale trzeba zauważyć, że wolumen energii elektrycznej wytworzonej w CHP będzie wzrastał. Udział ciepła wytworzonego w CHP będzie wzrastał w całym okresie, co jest związane ze zmniejszaniem wykorzystania ciepłowni bez członu elektrycznego.

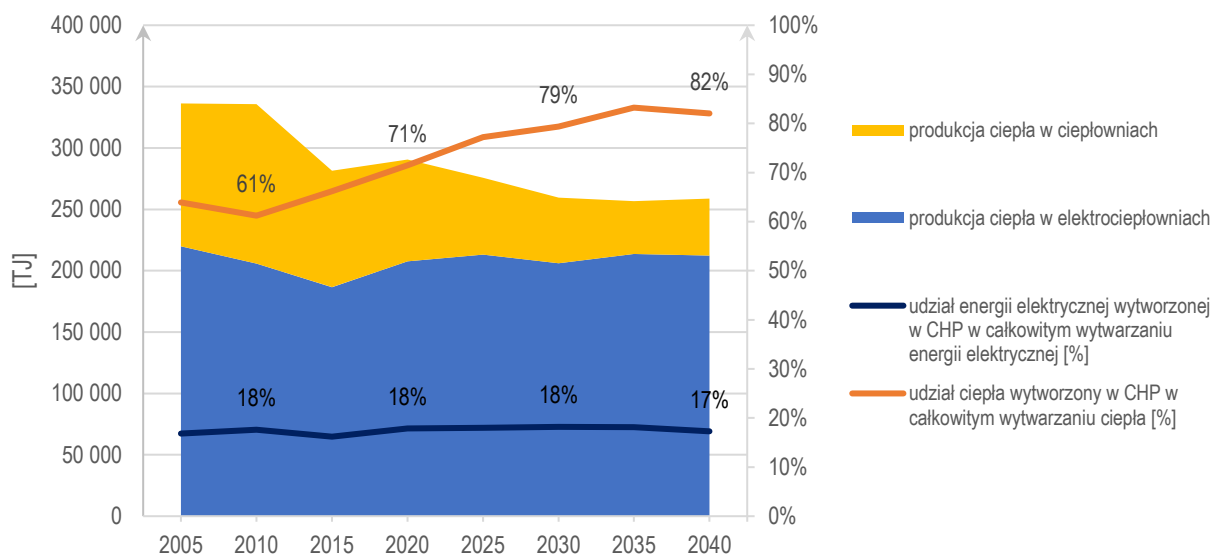
Przy określonych w pracy założeniach, technologią rozwijającą się najszybciej są elektrociepłownie gazowe (argumentem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).

Tabela 15. Prognoza udziału wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji oraz udział wytworzenia ciepła w kogeneracji [%]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii elektrycznej wytworzonej w CHP w całkowitym wytwarzaniu energii elektrycznej [%]	17%	18%	16%	18%	18%	18%	18%	17%
udział ciepła wytworzonego w CHP w całkowitym wytwarzaniu ciepła [%]	64%	61%	66%	71%	77%	79%	83%	82%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Poniższy wykres wizualizuje spadek wytwarzania energii w ciepłowniach, ale także wzrost wytwarzania ciepła w CHP, co jest niezwykle pożądanym trendem dla poprawy efektywności energetycznej.



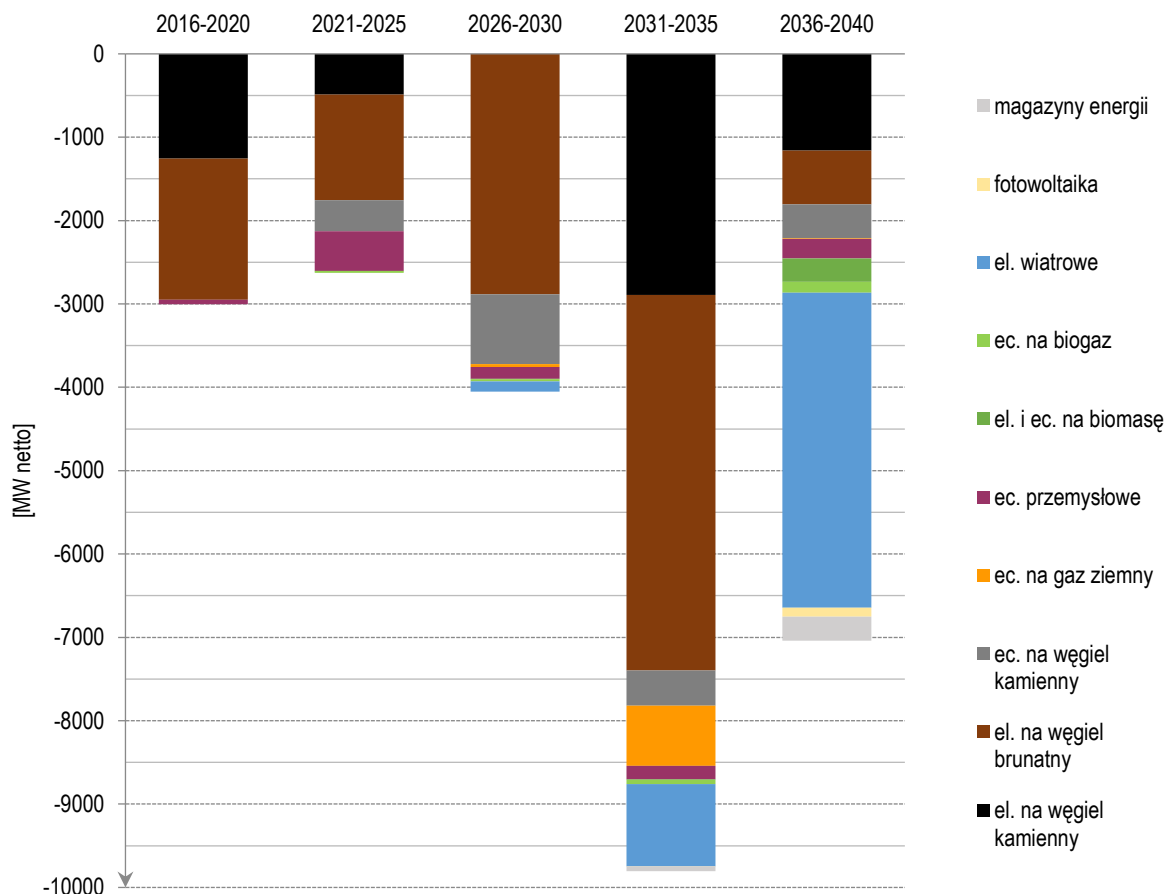
Rysunek 6. Prognoza produkcji ciepła [TJ] oraz udziału energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w kogeneracji [%]

## 11. Prognozy dotyczące energii elektrycznej

### 11.1. Prognoza wycofań mocy wytwórczych energii elektrycznej

Harmonogram wycofań istniejących jednostek wytwórczych, a także plany modernizacji zostały oparte na badaniach ankietowych przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw energetycznych oraz informacjach pochodzących z raportów rocznych spółek energetycznych. Ponadto harmonogram wyłączeń zaimplementowany w prognostycznym modelu optymalizacyjnym opiera się na eksperckiej ocenie stanu technicznego urządzeń podstawowych (kotły, turbiny), liczby przepracowanych godzin, jak również przyznanych derogacjach oraz zasadności ponoszenia nakładów inwestycyjnych, w celu wypełnienia wymagań UE z zakresu norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT. Wg analiz największa ilość mocy wytwórczych zostanie wycofana po 2030 r., przy czym główne źródła to elektrownie na węgiel kamienny i węgiel brunatny. W tym czasie zaobserwować można także dużą ilość odstawięń elektrowni wiatrowych, co wynika z wyeksploatowania najstarszych turbin.

Poniższy rysunek obrazuje zdeterminowane oraz zakładane trwale odstawienia jednostek wytwórczych w elektroenergetyce zawodowej i przemysłowej w latach 2016-2040.



Rysunek 7. Prognoza trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2016-2040

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Zgodnie z szacunkami w latach 2016-2040 z eksploatacji trwale wycofanych zostanie ok. 26,5 GW mocy wytwórczych, w tym ok. 15,8 GW w grupie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) ciepłych oraz ok. 3,2 GW mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach zawodowych z grupy jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD). Skumulowane wielkości wycofań przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 16. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2016–2040 [MW<sub>neto</sub>]

	2016-2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
<b>Skumulowane wycofania mocy wytwórczych, w tym:</b>	3004	2626	4050	9806	7042	26 528
JWCD ciepłe	2041	1756	2884	7398	1804	15 883
nJWCD z grupy EC zawodowe	0	371	1016	1147	697	3 231

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

## 11.2. Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują stosunkowo dużą zmianę w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w perspektywie 2040 r. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 46 GW w 2018 r. (37,3 GW w 2015 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. (wzrost o ok. 58%) i do 72 GW w 2040 r., co oznacza niemal podwojenie mocy w tym okresie (93%).

Stopniowo wzrasta w bilansie mocy udział źródeł odnawialnych – z 18% w 2015 r. do ok. 40% w 2030 r. i 50% w 2040 r. Wpływ na to ma w szczególności przyrost mocy fotowoltaicznych oraz mocy wiatrowych. Zwiększa się udział mocy gazowych, które mają istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, ze względu na dużą elastyczność pracy. W strukturze mocy wytwórczych pomiędzy 2030 a 2035 r. pojawia się pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,5 GW (w prognozie przyjęto moc 1,3 GW pojedynczego bloku, która nie stanowi podstawy do wnioskowania o wyborze technologii). W odstępach

2-3 lat uruchamiane będą kolejne bloki o sumarycznej mocy zainstalowanej w systemie ok. 6-9 GW. Sukcesywnie wzrastać będzie także moc zainstalowana magazynów energii, ale także poziom mocy rezerwowanej w narzędziach zarządzania popytem – DSR (ang. *demand side response*). Wynika to z wdrażania inteligentnych sieci, wzrostu świadomości odbiorców energii, jak również spodziewanej popularyzacji agregatorów.

Prognoza wskazuje natomiast zmniejszenie mocy zainstalowanej w jednostek systemowych zasilanych paliwami węglowymi, zwłaszcza po 2030 r. Dotyczy to w szczególności wyeksploatowanych jednostek węgla kamiennego, które nie będą spełniały wymogów z zakresu emisji zanieczyszczeń. Ze względu na wyższą sprawność aktualnie budowanych nowych jednostek opalanych węglem kamiennym, mogą one wytworzyć więcej energii elektrycznej przy tej samej mocy (ok. sprawność 38% vs. 45-46%). Udział w mocy zainstalowanej jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym ulegnie redukcji z ok. 70% w 2015 r. do 40% w 2030 r. oraz do 19% w 2040 r.

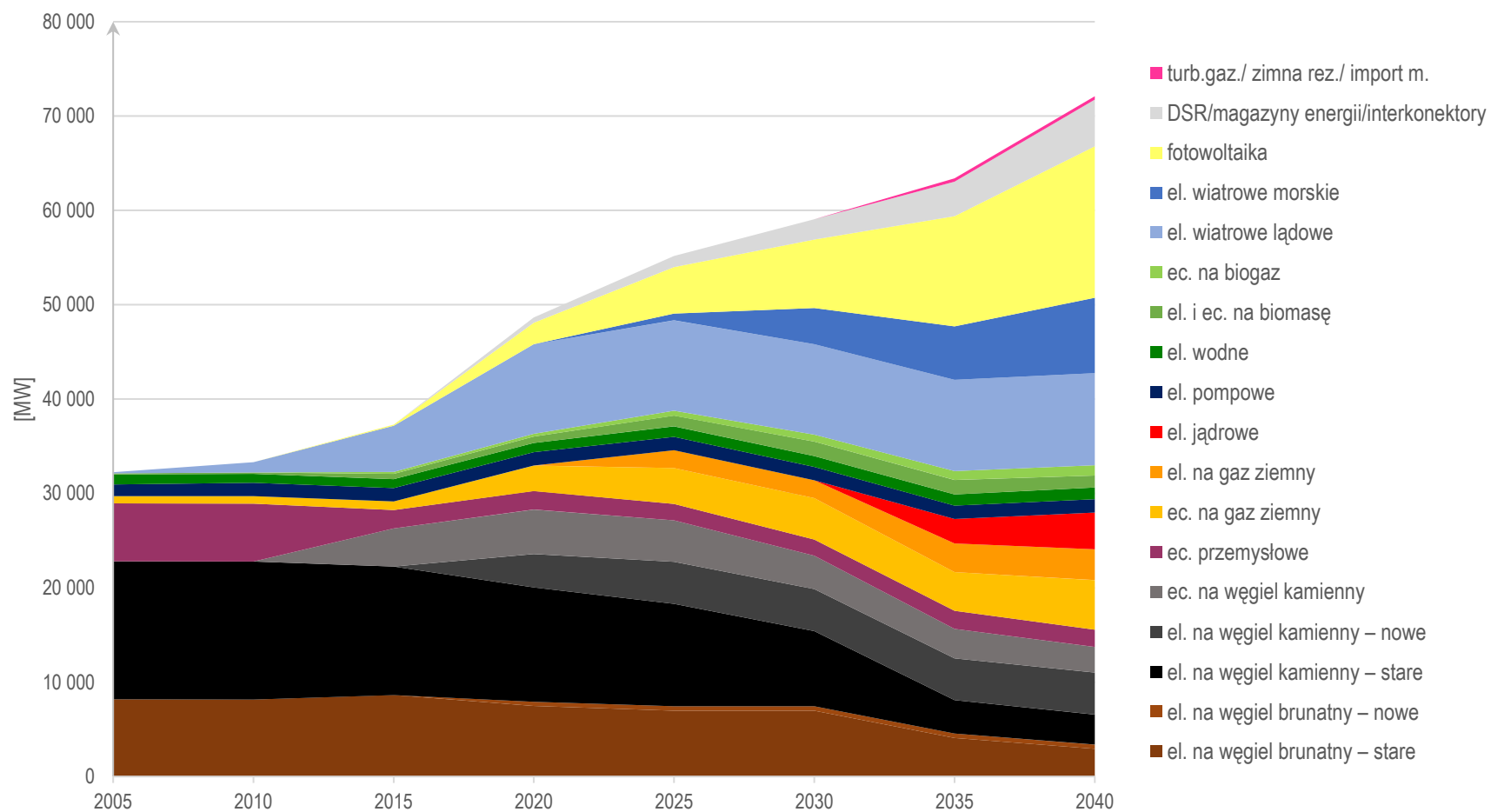
Tabela 17. Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
el. na węgiel brunatny – stare	8 197	8 145	8 643	7 481	6 992	6 992	4 098	2 939
el. na węgiel brunatny – nowe	0	0	0	451	451	451	451	451
el. na węgiel kamienny – stare	14 613	14 655	13 617	12 126	10 867	7 983	3 539	3 184
el. na węgiel kamienny – nowe	0	0	0	3 520	4 450	4 450	4 450	4 450
ec. na węgiel kamienny	6140	6126	4 046	4 713	4 383	3 544	3 123	2 714
ec. przemysłowe			1 925	1 973	1 740	1 710	1 898	1 826
el. na gaz ziemny	0	0	0	0	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	760	807	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
el. jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 600	3 900
el. pompowe	1 256	1 405	1 405	1 415	1 415	1 415	1 415	1 415
el. wodne	1 064	935	964	995	1 110	1 150	1 190	1 230
el. i ec. na biomasę	102	140	553	658	1 143	1 531	1 536	1 272
ec. na biogaz			216	305	517	741	945	1 094
el. wiatrowe lądowe	121	1 108	4 886	9 497	9 574	9 601	9 679	9 761
el. wiatrowe morskie	0	0	0	0	725	3 815	5 650	7 985
fotowoltaika	0	0	108	2 285	4 935	7 270	11 670	16 062
turb.gaz./ zimna rez./ import m.	0	0	0	0	0	0	350	350
DSR/magazyny energii/interkonektory	0	0	0	550	1 160	2 150	3 660	4 950
<b>razem</b>	<b>32 253</b>	<b>33 320</b>	<b>37 290</b>	<b>48 656</b>	<b>55 167</b>	<b>59 073</b>	<b>63 391</b>	<b>72 103</b>

el. – elektrownie, ec. – elektrociepłownie

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Zmiana struktury paliwowej zainstalowanych mocy, szczególnie wyraźna jest po 2030 r. Związane jest to z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych, które zastępowane są nowymi jednostkami na węglu kamiennym (4,4 GW do 2025 r.) charakteryzującymi się wysoką sprawnością, rozwojem OZE, budową bloków elektrowni jądrowych (3 bloków o łącznej mocy 4,5 GW) oraz ze znaczącym wzrostem mocy jednostek gazowych (do 2040 r. może powstać prawie 2 GW w elektrowniach gazowo-parowych). Moc elektrowni na węglu brunatnym maleje wskutek wycofywania istniejących bloków. Jediną nową inwestycję na węglu brunatnym stanowi blok o mocy netto ok. 450 MW w Turowie. Istotnie zmniejszy się również w systemie rola elektrociepłowni węglowych, ponieważ większość nowych systemowych jednostek kogeneracyjnych prawdopodobnie będą stanowić instalacje zasilane gazem ziemnym. Do 2030 r. może powstać ok. 2,5 GW tego typu nowych jednostek, dodatkowo ponad 3,5 GW w latach kolejnych do 2040 r. Zastąpią one stare ciepłownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym oraz po 2030 r. również część obecnie pracujących elektrociepłowni gazowych. Razem z nowymi elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą one niezbędną przy dużym udziale niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatrowych i słonecznych) niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego. Wśród źródeł odnawialnych nadal będzie dominowała energetyka wiatrowa (66% zainstalowanej mocy OZE w 2040 r.). Udziały pozostałych źródeł w OZE-E w 2040 r. to: fotowoltaika – 14,5%, biomasa – 9,5% elektrownie wodne – 6% oraz biogaz – 3,5%.



Rysunek 8. Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]

### 11.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej wg paliw

Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego, wskazują na stopniowe zmiany jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań prawnych i rynkowych, determinowanych głównie unijną polityką klimatyczno-energetyczną. Szczególnie dynamiczne zmiany obserwowane są w okresie 2030-2040.

Dobrze zauważalny jest rozwój odnawialnych źródeł energii, choć z analiz wynika, że na warunkach rynkowych odbywałby się w wolniejszym tempie. W 2030 r. ich udział w wytwarzaniu energii elektrycznej może sięgnąć 32%, zaś w 2040 r. 40%. Za dużą część wzrostu energii z OZE odpowiadać będą głównie elektrownie wiatrowe i fotowoltaika, które charakteryzują się zmiennością produkcji. Wolumen energii elektrycznej netto wytworzonej z OZE w 2040 r. może być nawet czterokrotnie większy niż w 2015 r.

Przyrost produkcji z OZE oraz nałożenie na jednostki wytwórcze oparte na paliwach węglowych obowiązku zakupu odpowiednich ilości uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach systemu ETS, powodować będzie stopniowe zmniejszanie udziału tego typu elektrowni w strukturze produkcji energii elektrycznej z ok. 77% w 2018 r. (ok. 80% w 2015 r.) do ok. 56% w 2030 r. i do ok. 28% w 2040 r. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest określony na podstawie deklaracji przedsiębiorstw energetycznych zakres trwałych odstawień z eksploatacji jednostek węglowych oraz obniżający się czas pracy jednostek węglowych. Niemniej jednak, pomimo istotnego spadku udziału, elektrownie węglowe pozostaną znaczącym producentem energii elektrycznej w kraju. W dużym stopniu przyczynią się do tego oddane w 2019 r. lub będące obecnie na etapie budowy jednostki wytwórcze w Opolu i Jaworznie oraz w Ostrołęce (jak również w blok w Koźlicach oddany do użytkowania w 2017 r.). Udział produkcji w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) w strukturze wytwarzania wzrośnie z 3,9% w 2015 r. do ok. 10% w 2030 r. i do 17% w 2040 r. Występowanie niesterowalnych źródeł w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła (np. gazowe), magazynowanie energii itp., które są niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym.

Bardzo ważnym elementem krajowej polityki redukcji emisji CO<sub>2</sub> jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Przewiduje się, że w 2035 r. moce jądrowe mogą wytwarzać nawet powyżej 20 TWh. To blisko dwukrotnie więcej energii niż pozyskane zostanie w tym samym okresie z fotowoltaiki, przy blisko 4,5-krotnie mniejszej mocy zainstalowanej w mocach jądrowych.

W prognozach przyjęto, że saldo importowe-eksportowe jest zerowe. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państwa, dlatego nie może opierać bezpieczeństwa dostaw energii do krajowych odbiorców na potencjalnym imporcie. Podkreślenia wymaga, to że mowa o saldzie, co oznacza, że nie wyklucza się importu do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Tabela 18. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh]

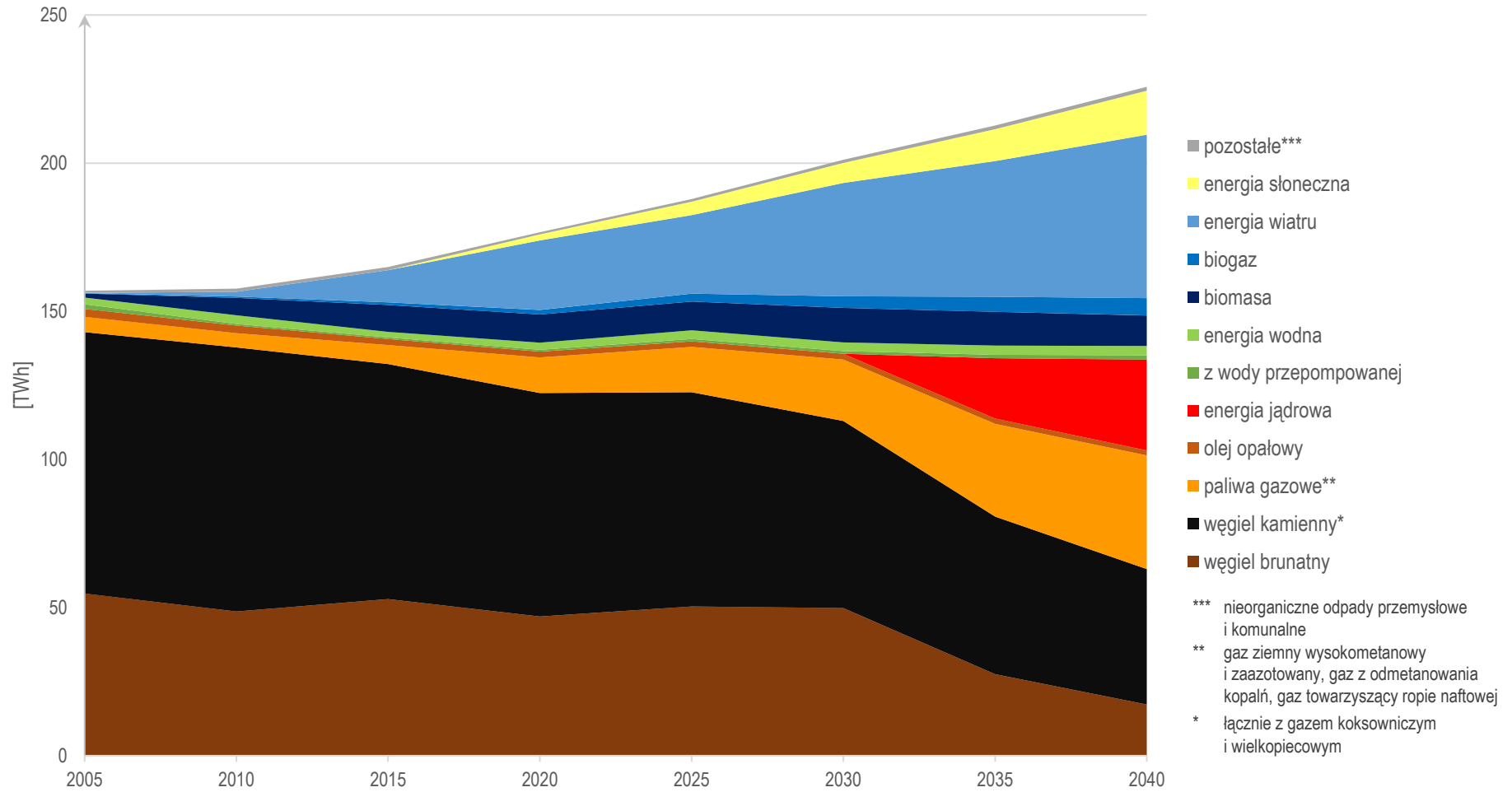
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	47,0	50,4	49,9	27,5	17,3
węgiel kamienny*	88,2	89,2	79,4	75,4	72,3	63,1	53,2	45,7
paliwa gazowe**	5,2	4,8	6,4	12,0	15,3	20,7	31,3	38,4
olej opałowy	2,6	2,5	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7
energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,4	30,6
z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,9	1,2	1,5
energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,4	2,9	3,0	3,0	3,1
biomasa	1,4	5,9	9,0	9,6	9,7	11,6	11,4	10,3
biogaz	0,1	0,4	0,9	1,5	2,7	3,9	5,0	5,8
energia wiatru	0,1	1,7	10,9	23,5	26,5	38,3	45,8	55,2
energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	4,5	6,8	10,8	14,8
pozostałe***	0,7	1,1	1,0	0,7	0,9	1,1	1,2	1,3
<b>razem</b>	<b>156,9</b>	<b>157,7</b>	<b>164,9</b>	<b>176,7</b>	<b>187,9</b>	<b>201,2</b>	<b>212,7</b>	<b>225,8</b>

\* 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.



Rysunek 9. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh]

#### 11.4. Prognoza cen energii elektrycznej

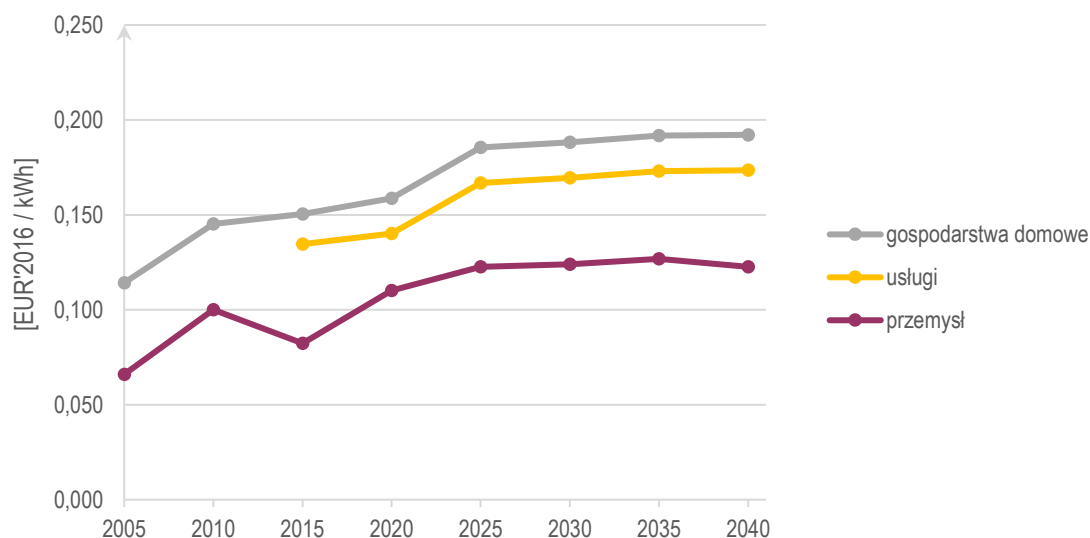
Projekcje cen dla odbiorców końcowych (zużywający energię na własny użytek) powstały na bazie projekcji uśrednionych kosztów systemowych z uwzględnieniem oszacowań odnośnie kosztów związanych z funkcjonowaniem poszczególnych systemów wsparcia w Polsce, poziomu opodatkowania oraz stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych. W zaprezentowanych projekcjach cen energii elektrycznej, zawarty jest koszt związany z funkcjonowaniem systemów wsparcia dla energii produkowanej w odnawialnych źródłach energii, w kogeneracji oraz dla przedsięwzięć służących poprawie efektywności wykorzystania energii. W analizie założono również wprowadzenie mechanizmu płatności za moc.

Poniższa tabela i rysunek przedstawiają projekcję cen energii elektrycznej dla trzech zdefiniowanych grup odbiorców końcowych. Zaprezentowane ceny są średnimi cenami oferowanymi w ramach umów kompleksowych i rozdzielonych, zawierającymi podatki. Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej we wszystkich trzech rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Wzrost cen rozkłada się równomiernie na sektory. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych. Podatek VAT dla odbiorców przemysłowych jest refundowany przez Skarb Państwa.

Tabela 19. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2016/kWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
gospodarstwa domowe	0,114	0,145	0,150	0,159	0,186	0,188	0,192	0,192
usługi	b.d.	b.d.	0,135	0,140	0,167	0,170	0,173	0,173
przemysł	0,066	0,100	0,082	0,110	0,123	0,124	0,127	0,123

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 10. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [EUR'2016/kWh]



## 12. Prognozy zdolności połączeń przesyłowych

### 12.1. Prognozy zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych

W tabeli poniżej zestawiono dane historyczne i prognozy w zakresie przepustowości transgranicznych połączeń międzysystemowych energii elektrycznej. Sumaryczna moc na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2015 r. wyniosła ok. 10 GW.

Tabela 20. Prognoza transgranicznej przepustowości połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	2078	2078	2078	2078	2078
Niemcy	Mikulowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/ Dobrzeń – Nosovice/ Albrechtice	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480
Czechy	Kopanina/Bujaków – Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794
Słowacja	Krosno Iskrzynia – Lemšany	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078
Szwecja	Słupsk – Stårmo	600	600	600	600	600	600	600	600
Białoruś	Białystok – Roś*	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka*	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Zamość – Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310
Litwa	Elk – Alytus	0	0	488	488	488	0	0	0
Litwa	Żarnowiec-Darbenai	0	0	0	0	0	700	700	0
	<b>SUMA</b>	<b>9953 / 9584</b>	<b>9953 / 9584</b>	<b>10441 / 10072</b>	<b>11837 / 11468</b>	<b>12467 / 12098</b>	<b>12049 / 11680</b>	<b>12049 / 11680</b>	<b>11349 / 10980</b>

\*nieczynne, przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

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

Ze względu na ograniczenia w przesyłce mocy pomiędzy krajowymi systemami elektroenergetycznymi zdolności techniczne przesyłu energii elektrycznej nie zawsze są równe realnym zdolnościom handlowym. Ograniczenia te mają różnoraki charakter, począwszy od prac remontowych, po ograniczenia wprowadzane przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci.

### 12.2. Prognozy zdolności gazowych połączeń przesyłowych

W 2015 r. maksymalna zdolność krajowego systemu przesyłowego (KSP) do odbioru gazu ziemnego wynosiła ponad 25,8 mld m<sup>3</sup> rocznie. W 2016 r. oddano do użytku terminal regazyfikacji LNG w Świnoujściu z roczną przepustowością ok. 5 mld m<sup>3</sup>.

Jako kluczowe projekty inwestycyjne, zapewniające bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, traktowane są elementy tzw. Bramy Północnej i połączenie międzysystemowe ze wschodnimi i południowymi sąsiadami. Kluczowe w tym zakresie są: budowa Baltic Pipe – przepustowość ok. 10 mld m<sup>3</sup> rocznie w kierunku Polski oraz 3 mld m<sup>3</sup> w kierunku Danii i Szwecji (obejmuje budowę połączenia Norwegia-Dania, Dania-Polska i rozbudowę polskiego i duńskiego systemu przesyłowego w celu podniesienia zdolności przesyłowych); rozbudowa terminala LNG – zdolność regazyfikacji ok. 7,5 mld m<sup>3</sup>, połączenie międzysystemowe z Ukrainą (połączy terminal w Świnoujściu z Europą Środkową i Wschodnią) – przepustowość 5-7 mld m<sup>3</sup> w kierunku Polski i 5-8 mld m<sup>3</sup> w kierunku Ukrainy. Ponadto przyjmuje się, że połączenie międzysystemowe ze Słowacją – będzie mieć przepustowość 5,7 mld m<sup>3</sup> w kierunku Polski oraz 4,7 mld m<sup>3</sup> w kierunku Słowacji; połączenie międzysystemowe z Litwą – 1,9 mld m<sup>3</sup> w kierunku Polski i 2,4 mld m<sup>3</sup> w kierunku Litwy; połączenie międzysystemowe z Czechami – 6,5 mld m<sup>3</sup> w kierunku Polski i 5 mld m<sup>3</sup> w kierunku Czech.

Tabela 21. Parametry transgranicznych punktów wejścia do gazowego systemu przesyłowego

połą- czenie	punkt graniczny	2015		2020		2025		2030		2035		2040	
		zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]	zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]	zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]	zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]	zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]	zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m <sup>3</sup> w 0°C]	zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m <sup>3</sup> w 15°C]
<b>Terminal LNG</b>	Świnoujście (zdolność regazyfikacji)	5000	5274	5000	5274	7500	7911	7500	7911	7500	7911	7500	7911
<b>Niemcy</b>	Lasów	1577	1663	1577	1663	1577	1663	1577	1663	1577	1663	1577	1663
<b>Niemcy</b>	Gubin	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18
<b>Niemcy</b>	Brieskow-Finkenheerd / Słubice EWE	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240	228	240
<b>Czechy</b>	Branice	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
<b>Czechy</b>	Cieszyn	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961	911	961
<b>Ukraina</b>	Drozdowice / Hermanowice	5694	6006	5694	6006	5694	6006	5694	6006	5694	6006	5694	6006
<b>Białoruś</b>	Tietierowka k/Białegostoku	237	249	237	249	237	249	237	249	237	249	237	249
<b>Białoruś</b>	Wysokoje k/Janowa Podlaskiego	5475	5775	5475	5775	5475	5775	5475	5775	5475	5775	5475	5775
<b>Białoruś</b>	Włocławek*	8760	9240	8760	9240	8760	9240	8760	9240	8760	9240	8760	9240
<b>Białoruś</b>	Lwówek*	2365	2495	2365	2495	2365	2495	2365	2495	2365	2495	2365	2495
<b>Białoruś</b>	Kondratki k/Białegostoku EUROPOL	33744	35594	33744	35594	33744	35594	33744	35594	33744	35594	33744	35594
<b>Niemcy</b>	Kamminke k/Świnoujścia	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139	131	139
<b>Ukraina</b>	Hermanowice / Drozdowice	2190	2310	2190	2310	2190	2310	2190	2310	2190	2310	2190	2310
<b>Niemcy</b>	Mallnow k/Słubice EUROPOL	30660	32342	30660	32342	30660	32342	30660	32342	30660	32342	30660	32342
<b>Niemcy</b>	Mallnow k/Słubice EUROPOL rewers	6090	6424	6090	6424	6090	6424	6090	6424	6090	6424	6090	6424
<b>Dania</b>	Baltic Pipe	0	0	0	0	10000	10549	10000	10549	10000	10549	10000	10549

\*punkt poboru do krajowego systemu przesyłowego z gazociągu Jamalskiego

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

### 13. Prognozy emisji zanieczyszczeń

Prognozowane wielkości emisji uwzględniają pełną implementację w Polsce dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED)<sup>5</sup> oraz innych istniejących i projektowanych przepisów dotyczących ograniczania emisji pochodzącej za spalania paliw w instalacjach stacjonarnych i środkach transportu (m.in. dyrektywy w sprawie średnich obiektów spalania – MCP). Przyjęto również, że do 2040 r. zostanie kompleksowo rozwiązany problem emisji zanieczyszczeń z gospodarstw domowych i kotłowni lokalnych, w wyniku czego emisyjność tego sektora będzie zbliżona do emisyjności sektora energetyki zawodowej i przemysłowej.

Zintegrowane wskaźniki emisji SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłu PM<sub>10</sub> dla spalania poszczególnych typów paliw – oszacowano m.in. na podstawie wytycznych EMEP/EEA<sup>6</sup> oraz krajowych publikacji dotyczących indywidualnych źródeł spalania.

Uzyskane wyniki prognoz na 2030 r. w zakresie emisji SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w wyniku realizacji PEP2040 korespondują z docelowymi pułapami emisji na 2030 r., określonymi dla Polski w dyrektywie NEC<sup>7</sup>. **W przypadku braku realizacji PEP2040 krajowe pułapy dla SO<sub>2</sub> i NO<sub>x</sub> w 2030 r. nie będą dotrzymane.** Ich dotrzymanie będzie możliwe w późniejszym terminie niż przewiduje to dyrektywa NEC, prawdopodobnie dopiero po 2035 r. Dane dla emisji ogółem przedstawiono na rysunku na kolejnej stronie.

Tabela 22. Prognozy emisji głównych zanieczyszczeń powietrza oraz dwutlenku węgla w 2030 i 2040 r.

scenariusz	bilans emisji	2030				2040			
		SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	CO <sub>2</sub>	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	PM <sub>10</sub>	CO <sub>2</sub>
		tys. t			mln t	tys. t			mln t
Realizacja PEP2040	ogółem	319	455	147	268	181	377	103	209
	spalanie paliw	312	394	109	246	174	316	65	187
Brak realizacji PEP2040	ogółem	471	574	197	353	345	485	155	292
	spalanie paliw	464	513	159	327	338	424	117	267

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

W zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla względem 1990 r., przeprowadzone prognozy dają wyniki przedstawione w niżej zamieszczonej tabeli. W 2040 r. realizacja PEP2040 pozwala na redukcję aż 45% emisji CO<sub>2</sub> w porównaniu z 1990 r. To ok. 80 mln t CO<sub>2</sub> mniej niż w przypadku braku realizacji PEP2040.

Tabela 23. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (z uwzględnieniem sektora LULUCF) względem 1990 r.

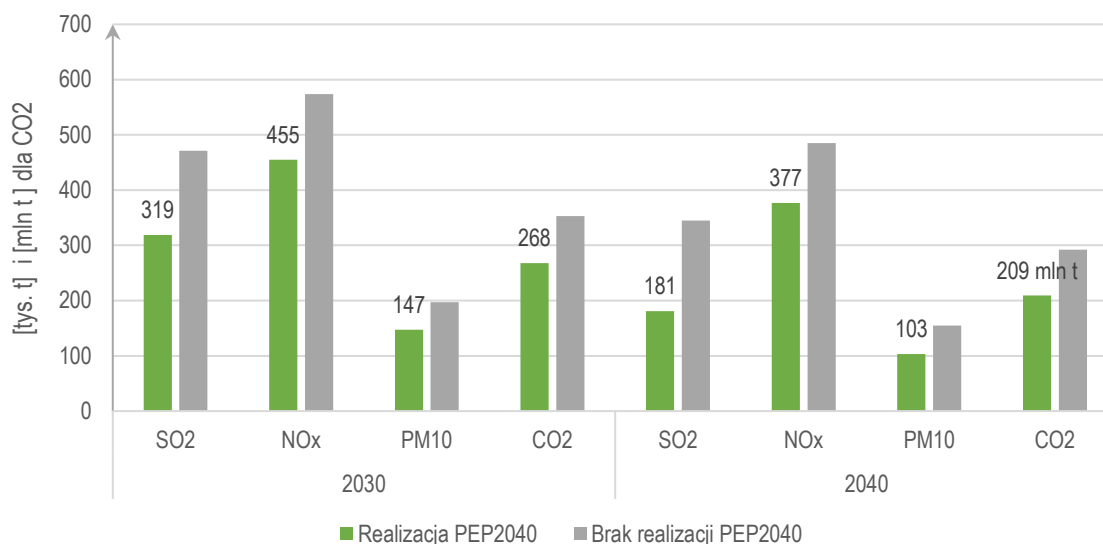
scenariusz	emisja CO <sub>2</sub> z 1990 r.	emisja CO <sub>2</sub> w 2030 r.		emisja CO <sub>2</sub> w 2040 r.	
	[mln t]	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.
Realizacja PEP2040	377	268	29%	209	45%
Brak realizacji PEP2040	377	353	6,4%	292	23%

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

<sup>5</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – ang. *Industrial Emissions Directive* (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

<sup>6</sup> *The EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016*.

<sup>7</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylecia dyrektywy 2001/81/WE



Rysunek 11. Prognozy emisji głównych zanieczyszczeń powietrza [tys. t] oraz dwutlenku węgla [mln t] w 2030 i 2040 r.

## 14. Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii

W tabeli poniżej przedstawiono nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym. Obejmują modernizacje jednostek wytwórczych wymagane przez dyrektywę IED zawarte w konkluzjach BAT z 17 sierpnia 2017 r. oraz nakłady na odtworzenie wycofywanych i budowę nowych jednostek wytwórczych (dla pokrycia wzrostu zapotrzebowania).

Tabela 24. Prognozowane nakłady inwestycyjne w związane z energią w całej gospodarce w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
<b>nakłady inwestycyjne związane z energią w gospodarce krajowej</b>	<b>94 973</b>	<b>100 251</b>	<b>95 528</b>	<b>86 561</b>	<b>74 369</b>	<b>451 682</b>
nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym	53 618	45 178	45 810	52 712	48 174	245 492
nakłady inwestycyjne związane z energią w sektorach pozaenergetycznych (przemysł, gosp. domowe, usługi, transport i rolnictwo)	41 355	55 073	49 718	33 850	26 195	206 190

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Pozycja „nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym” obejmuje w szczególności nakłady w sektorze elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowym, paliwowym. Nakłady w sektorze gazowym obejmują plany inwestycyjne Gaz-System S.A. oraz PSG sp z o.o. – w całym okresie przyjęto 30,4 mld EUR.

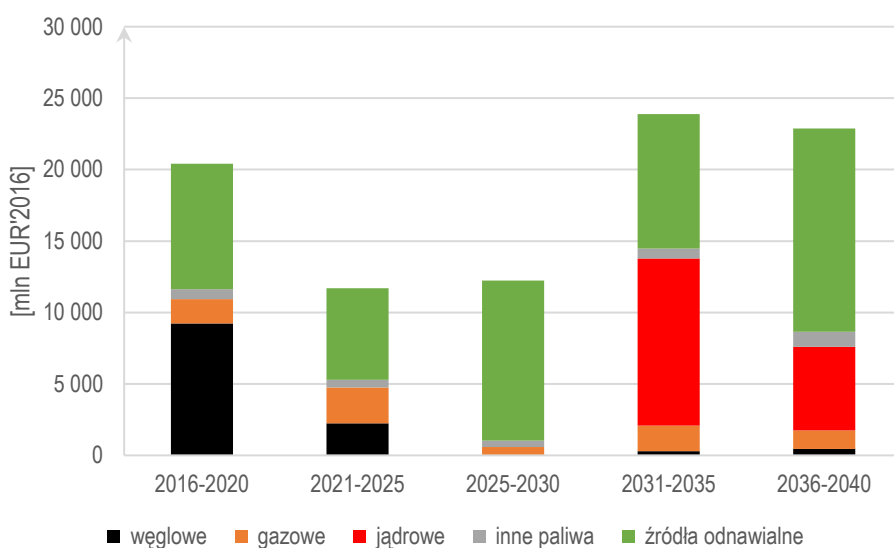
Poniżej przedstawiono szczegółowo nakłady w **sektorze elektroenergetycznym**. Większość nakładów przypada na okres 2030-2040, kiedy wycofana jest większość istniejących bloków węglowych, które zastępowane będą jednostkami jądrowymi, gazowymi oraz źródłami odnawialnymi. W tym samym okresie trzeba będzie wymienić znaczną część obecnie pracujących jednostek wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. Wymagane nakłady inwestycyjne na źródła odnawialne dla całego okresu 2016-2040 oszacowano na ok. 55% całkowitych nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwórczym energii elektrycznej. Rysunek na kolejnej stronie przedstawia rozkład nakładów w sektorze wytwórczym wg paliw.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji są to koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci związane z wprowadzeniem nowej mocy do systemu (tabela poniżej). Szacowanie tej kategorii kosztów obciążone jest dużym stopniem niepewności ze względu na wiele czynników warunkujących składowe koszty – od lokalizacji źródeł, przez długość linii i moc znamionową sieci, po teren ich lokalizacji.

Tabela 25. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
<b>łącznie nakłady na moce wytwórcze</b>	<b>20 407</b>	<b>11 706</b>	<b>12 229</b>	<b>23 879</b>	<b>22 880</b>	<b>91 101</b>
<b>wg rodzaju</b>						
elektrownie	14 858	8 008	9 246	21 459	19 445	73 016
elektrociepłownie	3 824	3 234	2 784	1 981	2 874	14 697
DSR/magazyny en.	25	64	199	439	561	1 288
dost. do IED/BREF	1 700	400	0	0	0	2 100
<b>wg paliw</b>						
węglowe	9 222	2 237	0	287	446	12 192
gazowe	1 709	2 511	591	1 802	1 298	7 911
jądrowe	0	0	0	11 700	5 850	17 550
inne	694	539	446	689	1 061	3 430
<b>odnawialne</b>	<b>8 782</b>	<b>6 419</b>	<b>11 192</b>	<b>9 401</b>	<b>14 225</b>	<b>50 019</b>
wodne	110	317	120	120	120	787
wiatrowe	5 966	1 842	7 467	5 504	10 025	30 804
fotowoltaiczne	2 004	2 156	1 659	2 819	2 838	11 475
biomasa	407	1 318	1 109	93	278	3 206
biogaz	294	786	837	865	964	3 747
<b>łącznie nakłady na inf. siecią</b>	<b>8 501</b>	<b>10 020</b>	<b>10 535</b>	<b>9 772</b>	<b>9 487</b>	<b>48 315</b>
sieć przesyłowa	1 393	1 740	2 897	2 375	2 402	10 807
sieć dystrybucyjna	7 108	8 280	7 638	7 397	7 085	37 508
<b>łącznie nakłady w elektroenergetyce</b>	<b>28 907</b>	<b>21 727</b>	<b>22 764</b>	<b>33 651</b>	<b>32 367</b>	<b>139 416</b>

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 12. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2016-2040 [mln EUR'2016]

Następna tabela przedstawia rozkład nakładów w sektorze ciepłownictwa. Najwyższy poziom nakładów zostanie poniesiony w latach 2021-2030, co związane jest z priorytetem zwiększania wykorzystania ciepłownictwa sieciowego.

Tabela 26. Prognozowane nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie [mln EUR'2016]

	2016-2020	2021-2025	2025-2030	2031-2035	2036-2040	2016-2040
<b>łącznie nakłady na moce wytwórcze (komercyjne, bez przemysłowych)</b>	<b>2 202</b>	<b>2 758</b>	<b>3 192</b>	<b>2 267</b>	<b>1 238</b>	<b>11 657</b>
kotły ciepłownicze	292	1 254	2 349	241	733	4 868
magazyn ciepła	13	28	0	7	0	47
modernizacja źródeł	1 898	1 476	843	2 020	505	6 742
<b>nakłady na rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych</b>	<b>1265</b>	<b>1486</b>	<b>1158</b>	<b>960</b>	<b>804</b>	<b>5674</b>
<b>łącznie nakłady w ciepłownictwie</b>	<b>3 467</b>	<b>4 244</b>	<b>4 350</b>	<b>3 227</b>	<b>2 042</b>	<b>17 331</b>

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

**Transformacja energetyczna Polski do 2040 r.** prowadząca do dywersyfikacji struktury energy mix w sposób akceptowalny społecznie, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego, utrzymaniu konkurencyjności gospodarki oraz ograniczeniu oddziaływania na środowisko wymagać będzie ogromnych nakładów inwestycyjnych których skala może osiągnąć **ok. 451,6 mld euro**. Taka skala kosztów stanowić będzie ogromne wyzwanie dla całej gospodarki.

Ewolucja polskiego sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym będzie procesem długotrwałym i bardzo kosztownym. Proces ten musi zostać rozłożony w czasie ze względu na techniczne możliwości budowy i przyłączenia nowych źródeł. Ponadto musi przebiegać w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. W szczególności działania nie mogą prowadzić do pogłębienia ubóstwa energetycznego, co nastąpić może w sytuacji zbyt wysokich kosztów ponoszonych za energię. Ochroną i wsparciem muszą zostać objęte także regiony, które odniosą największe straty w wyniku zmniejszenia udziału węgla w wytwarzaniu energii, w ramach tzw. *sprawiedliwej transformacji*.