Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych

POLSKA NET-ZERO 2050

MAPA DROGOWA OSIĄGNIĘCIA WSPÓLNOTOWYCH CELÓW POLITYKI KLIMATYCZNEJ DLA POLSKI DO 2050 R.

Autorzy:
Maciej Pyrka, Robert Jeszke, Jakub Boratyński, Igor Tatarewicz, Jan Witajewski-Baltvilks, Wojciech Rabiega, Adam Wąs, Paweł Kobus, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz, Artur Gorzałczyński, Izabela Tobiasz, Marta Rosłaniec, Maciej Cygler, Monika Sekuła, Vitaliy Krupin

LIFEClimateCAKEPL

KOBiZE

Warszawa, czerwiec 2021 r.

IOŚ-PIB

AUTORZY I PRAWA AUTORSKIE

Maciej Pyrka, Robert Jeszke, Jakub Boratyński, Igor Tatarewicz, Jan Witajewski-Baltvilks, Wojciech Rabiega, Adam Wąs, Paweł Kobus, Michał Lewarski, Sławomir Skwierz, Artur Gorzałczyński, Izabela Tobiasz, Marta Rosłaniec, Maciej Cygler, Monika Sekuła, Vitaliy Krupin

Autorzy dziękują również za wszystkie uwagi, sugestie i komentarze podczas spotkania Komitetu Sterującego projektu LIFE Climate CAKE PL (w którego skład wchodzą przedstawiciele resortów: MKiŚ, MF, KPRM, MRPiT, MRiRW, MI, MGMiŻŚ) w dniu 28 maja 2021 r. oraz spotkania eksperckiego z przedstawicielami nauki, think tanków, sektora energetyki i przemysłu oraz organizacji pozarządowych w dn. 1 czerwca 2021 r.

Copyright © 2021 Instytut Ochrony Środowiska - Państwowy Instytut Badawczy (IOŚ-PIB). Wszelkie prawa zastrzeżone. Udzielono licencji na rzecz Unii Europejskiej (pod określonymi warunkami).

Dokument ten został przygotowany w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) utworzonym w Krajowym Ośrodku Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), który jest częścią Instytutu Ochrony Środowiska - Państwowego Instytutu Badawczego (IOŚ-PIB).

Niniejszy dokument został przygotowany w ramach projektu: “System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej (LIFE Climate CAKE PL)" - LIFE16 GIC/PL/000031 – LIFE Climate CAKE PL.

Prosimy o przesyłanie uwag, pytań lub komentarzy do dokumentu na adres: cake@kobize.pl

Dokument został ukończony w czerwcu 2021 roku.

Zastrzeżenie: Ustalenia, interpretacje i wnioski wyrażone w tym dokumencie są ustaleniami autorów, a niekoniecznie organizacji, z którą autorzy są powiązani. Niniejszy dokument jest rozpowszechniany w nadziei, że będzie przydatny, ale IOŚ-PIB nie ponosi odpowiedzialności za jakiekolwiek szkody powstałe w wyniku korzystania z jego treści.

Grafika na okładce: Sergey Nivens, Shutterstock

Kontakt:

Adres: Chmielna 132/134, 00-805 Warszawa
WWW: www.climatecake.pl
E-mail: cake@kobize.pl
Tel.: +48 22 56 96 570
Twitter: @climate_cake

Projekt " System dostarczania i wymiany informacji w celu strategicznego wspierania wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej" - LIFE16 GIC/PL/000031 (LIFE Climate CAKE PL)” jest współfinansowany z programu UE LIFE i współfinansowany ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Spis treści

Lista skrótów 5
Najważniejsze wnioski: 7
Streszczenie 10
1. Wprowadzenie: kontekst polityczny i prawny 14
1.1. Podstawa prawna działań UE 14
1.2. Polityka klimatyczna UE w kontekście kryzysu COVID-19 15
1.3. Uwarunkowania prawne w Polsce 16
2. Definicja problemu (cel i zakres analizy) 17
3. Opcje realizacji polityki klimatycznej 18
3.1. Scenariusze redukcyjne emisji gazów cieplarnianych 18
3.1.1. Unia Europejska i Polska 18
3.1.2. Emisja w regionach poza UE 24
3.2. Scenariusze sektorowe 24
3.2.1. Energetyka 25
3.2.2. Rolnictwo 27
4. Skutki ekonomiczne zwiększenia ambicji redukcyjnych GHG 30
4.1. Wpływ zaostrzenia celów redukcyjnych na zmienne makroekonomiczne 30
4.2. Spadek konsumpcji w Polsce na tle Unii Europejskiej 31
4.3. Projekcje zużycia paliw w Polsce 34
4.4. Koszty redukcji emisji 35
5. Skutki sektorowe osiągnięcia celów polityki klimatycznej 37
5.1. System energetyczny 37
5.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i struktura wytwarzania 37
5.1.2. Główne kierunki rozwoju źródeł wytwarzania energii 38
5.1.3. Emisje/ emisyjność wytwarzania energii elektrycznej 47
5.1.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej 48
5.1.5. Koszty wytwarzania ciepła sieciowego 50
5.1.6. Nakłady inwestycyjne na realizację scenariuszy 51
5.1.7. Wyniki dodatkowych analiz w ramach scenariusza NEU (Wariant 1 i 2) 53
5.2. Transport 56
5.2.1. Redukcje emisji CO_2 w sektorze transportu 56
5.2.2. Park pojazdów w transporcie pasażerskim 58
5.2.3. Zmian struktury przejazdów pasażerskich. 59
5.2.4. Koszty dla użytkowników 60
5.2.5. Flota pojazdów w transporcie towarowym. 61

5.2.6. Zmiana struktury przewozów towarów. 63
5.2.7. Zmiana kosztów przewozów towarów. 63
5.2.8. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i wodór związane z transformacją transportu.. 64
5.2.9. Dekompozycja zmian emisji w okresie 2020 – 2050. 66
5.3. Rolnictwo 67
5.3.1. Skutki w zakresie wielkości i struktury produkcji rolnej 67
5.3.1.1. Wariant 1 - Opłaty za emisję 67
5.3.1.2. Wariant 2 - Limitu emisji 71
5.3.1.3. Wariant 3 - Subsydiów 74
5.3.2. Zmiany cen 78
5.3.2.1. Wariant 1 - Opłaty za emisję 78
5.3.2.2. Wariant 2 - Limitu emisji 81
5.3.2.3. Wariant 3 - Subsydiów 83
5.4. Inne sektory gospodarki (sektory przemysłowe energochłonne, budownictwo, usługi) 85
Bibliografia 93
Załącznik I: Opis zastosowanych narzędzi analitycznych 96
1. Model d-PLACE 96
2. Model sektora energetycznego 97
3. Model sektora transportu 99
4. Model sektora rolnictwa 103
5. Połączenie modelu CGE z modelami sektorowymi 106
Załącznik II: Główne założenia 110

Lista skrótów

CAKE	Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych
CAP w EU ETS	Całkowita roczna pula uprawnień w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS)
CGE	Model równowagi ogólnej
CH_4	Metan
CCU	Wychwytywanie i utylizacja dwutlenku węgla (ang. Carbon Capture and Utilisation)
CCS	Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla (ang. Carbon Capture and Storage)
Dyrektywa EU ETS	Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE
Ekw. CO_2	Ekwiwalent dwutlenku węgla (ang. *carbon dioxide equivalent*)
EGD, EU Green Deal	Komunikat Komisji Europejskiej pt.: Europejski Zielony Ład, z dnia 11 grudnia 2019 r.
ESR	Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie wiążących rocznych redukcji emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie od 2021 r. do 2030 r
EU ETS	System handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej
EUA	Uprawnienia do emisji (EUA z ang. *European Union Allowances*) wydawane prowadzącym instalacji stacjonarnych służące do rozliczania emisji w unijnym systemie handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). 1 EUA = 1 t ekw. CO_2
GECO	Global Energy and Climate Outlook
GHG	Gazy cieplarniane (ang. *greenhouse gases*)
IA	Ocena wpływu regulacji (ang. Impact Assessment)
ICE	Internal Combustion Engine - pojazdy z silnikami wewnętrznego spalania
IO	Tablica przepływów międzygałęziowych (ang. *Input - Output*)
KE	Komisja Europejska
KOBiZE	Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	Krajowy plan na rzecz energii i klimatu
MSR	Rezerwa Stabilności Rynkowej (ang. *Market Stability Reserve*)
NDC	Zobowiązania państw w Porozumieniu paryskim (ang. *Nationally Determined Contribution*)
NER	Rezerwa dla nowych instalacji (ang. *New Entrants Reserve*)
Non-ETS	Sektory nieobjęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS)
ON	Olej napędowy

OZE	Odnawialne źródła energii
PEP, PEP2040	Polityka energetyczna Polski (do 2040 r.)
PKB	Produkt krajowy brutto
pkm	Pasażerokilometr
tkm	Tonokilometr
UE	Unia Europejska
UNFCCC	Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu
WPR	Wspólna polityka rolna

Najważniejsze wnioski:

- Aby osiągnąć neutralność klimatyczną w UE i PL do 2050 r., niewystarczające będzie samo ograniczenie zużycia paliw kopalnych i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, w całej gospodarce potrzebne będzie m.in. wdrożenie na szeroką skalę technologii BECSS, CCS i CCU, elektryfikacja przemysłu, wykorzystanie wodoru, ekspansja elektromobilności oraz zmniejszenie produkcji zwierzęcej w sektorze rolnictwa.
- Przejście na niskoemisyjną, a docelowo neutralna klimatycznie gospodarkę, wymagać będzie skoordynowanych działań w wielu obszarach. Należy opracować strategię, aby pokierować branżami w okresie transformacji, a także opracować ramy finansowania pozwalające zapewnić wystarczającą dostępność kapitału na wymagane inwestycje. Cele Unii Europejskiej w zakresie dekarbonizacji są ambitne, ale możliwe do osiągnięcia przy założeniu szybkiego tempa rozwoju innowacyjnych technologii nisko i zeroemisyjnych oraz dostępu do środków finansowych.
- Większość redukcji emisji w Polsce następuje w sektorze energetycznym, lecz rola tego sektora w wysiłku redukcyjnym maleje w czasie. Sektor ten jest odpowiedzialny za ok. 80% łącznej redukcji do 2030 r. i za 55% łącznej redukcji do 2050 r. (względem 2015 r.). Oznacza to, że duża część potencjału redukcyjnego w sektorze energetycznym wykorzystywana jest w początkowym okresie, podczas gdy w późniejszych latach transformacja niskoemisyjna musi w większym stopniu bazować na bardziej kosztownych działaniach m.in. w przemyśle, transporcie i rolnictwie.
- Neutralność klimatyczna w 2050 r. osiągana jest przy wysokich krańcowych kosztach redukcji emisji – ponad 400 EUR/$tCO_{2\ ekw.}$ w EU ETS i ponad 1300 EUR/$tCO_{2\ ekw.}$ w non-ETS dla Polski.
- Konieczne jest wprowadzenie na rynek niezbędnych procesów technologicznych w celu zmniejszenia emisji w sektorach trudnych do złagodzenia (tj. transport, rolnictwo i przemysł energochłonny), co będzie wymagało konsekwentnych inwestycji publicznych i prywatnych. Będzie to również wymagało większej atencji wśród przedsiębiorców i decydentów politycznych do wprowadzenia nowych technologii.

ENERGETYKA:

- Osiągnięcie głębokich redukcji emisji do 2050 r. w sektorze energii wiąże się z koniecznością poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych, co wraz z rosnącymi kosztami operacyjnymi będzie prowadziło do istotnego wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego.

- Rola odnawialnych źródeł energii w systemie energetycznym będzie rosła, a ich rozwój dodatkowo stymulowany będzie spadkiem kosztów kapitałowych. Rosnąca liczba elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych będzie jednak wymagała rezerwowania mocy, dlatego jednostki gazowe pozostaną ważnym elementem systemu energetycznego.
- Energetyka jądrowa może istotnie ułatwić osiągnięcie ambitnych celów redukcyjnych, zapewniając stabilne dostawy energii po akceptowalnych kosztach.
- Osiągnięcie ambitnych celów redukcyjnych będzie bardzo trudne bez wdrożenia technologii CCS. W szczególności jednostki biomasowe wyposażone w CCS (BECCS) mogą odegrać kluczową rolę jako te elementy systemu elektroenergetycznego, które dzięki składowaniu wychwyconego CO_2 pochodzącego ze spalania biomasy faktycznie realizują pochłanianie CO_2 z atmosfery. Docelowo nawet jednostki gazowe będą musiały być wyposażone w CCS żeby sprostać rosnącym wymaganiom dotyczącym redukcji emisji CO_2.

TRANSPORT:

- W celu osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r., Polska powinna zredukować emisje CO_2 w pasażerskim transporcie drogowym do poziomu 6,8 Mt CO_2, a w transporcie towarowym do poziomu 6,4 Mt CO_2 (60% redukcji w stosunku do 2005 r.). Redukcja emisji będzie następowała mimo wzrostu aktywności – ponad dwukrotny wzrost aktywności pasażerskiej i trzykrotny towarowej.
- Neutralność klimatyczna może zostać osiągnięta dzięki niskoemisyjnej transformacji sektora transportu. W Polsce w 2030 r. obejmie ona 21% przejazdów pasażerów a w 2050 r. ok. 75% (nie uwzględniając lotnictwa).
- W 2030 r. 21% przewozów towarów będzie odbywać się za pomocą środków transportu wykorzystujących energię elektryczną i wodór, a w 2050 r. udział ten osiągnie poziom ok. 65% ogółu transportu towarów.
- Niskoemisyjna transformacja wymaga rozwoju technologicznego pojazdów elektrycznych i zasilanych wodorem co przekłada się na istotny spadek ich cen zakupu. Koszt zakupu pojazdów elektrycznych obniży się od 30 do 40% w okresie 2020 – 2050. Ponadto, niezbędne są nakłady inwestycyjne na rozwój infrastruktury (stacje ładowania pojazdów elektrycznych i stacje tankowania wodoru oraz budowa sieci trakcyjnej dla samochodów ciężarowych).
- Użytkownicy pojazdów zasilanych paliwami ropopochodnymi będą ponosili dodatkowe koszty związane z emisję powstałą podczas spalania paliw. W przypadku pojazdów osobowych będzie to wzrost kosztów o 30-40% w 2050 r. natomiast dla ciężkich

samochodów dostawczych nawet o 100%. Istotne jest stworzenie efektywnego systemu dopłat do zakupu pojazdów zeroemisyjnych.

- Do 2050 r. następuje dynamiczny wzrost aktywności pasażerskiej z wykorzystaniem transportu zbiorowego kolejowego (o ok. 150%) oraz przewozu towarów koleją (o ponad 60%). Ekspansja tych środków transportu jest związana z obniżeniem się średnich kosztów transportu na pkm i tkm.
- Zapotrzebowanie na energię elektryczną wynikające z elektryfikacji transportu drogowego w 2030 r. będzie na poziomie ok. 5TWh a w 2050 r. może sięgnąć 50 TWh.
- Zużycie wodoru w transporcie wzrośnie znacząco po 2035 r. i może ono sięgnąć ok. 40 kt w 2040 r. oraz prawie 280 kt w 2050 r.

ROLNICTWO:

- Wprowadzenie znaczących redukcji emisji GHG w sektorze gospodarstw rolniczych nie może być w pełni skompensowane poprzez zmniejszenie emisji jednostkowej i prowadzi do ograniczenia wielkości produkcji rolniczej, zwłaszcza w zakresie produktów zwierzęcych.
- W odpowiedzi na spadek podaży produktów zwierzęcych, ich cena znacząco rośnie. W przypadku żywca wołowego jest to wzrost 5-krotny w okresie 2015-2050. W tym samym okresie import żywca wołowego rośnie 2-krotnie.
- Wzrost cen produktów roślinnych, z wyjątkiem ziemniaków i buraków, jest umiarkowany i nie przekracza 20% w okresie od 2015-2050 roku.
- Obciążenie rolników opłatami za emisję, na równi z innymi sektorami non-ETS, w ambitnych scenariuszach redukcyjnych prowadzi do znaczącego spadku dochodów gospodarstw rolniczych, zagrażającego ich dalszej egzystencji. Porównywalny efekt środowiskowy można uzyskać poprzez wprowadzenie limitów emisji GHG, które w mniejszym stopniu wpływają negatywnie na dochody rolników.
- Dalsze ograniczanie emisji z sektora gospodarstw rolniczych można uzyskać poprzez zalesianie gruntów rolnych o najniższej przydatności do uprawy, przywróceni torfowisk do naturalnego stanu oraz dostosowane do lokalnych uwarunkowań działania mające na celu zwiększenie sekwestracji węgla organicznego w glebie (m.in. stosownie poplonów na przyoranie lub konwersję gruntów ornych na użytki zielone).

Streszczenie

1. W niniejszym opracowaniu przeanalizowano możliwości przejścia do gospodarki neutralnej klimatycznie w Polsce zgodnie z celami polityki klimatycznej zadeklarowanymi w Europejskim Zielonym Ładzie. Dokonano próby oceny koniecznej transformacji sektorowej obejmującej wszystkie sektory gospodarki, ze szczegółową analizą energetyki, transportu i rolnictwa.
2. W tabeli 1 przedstawiono główne wyniki z przeprowadzonej analizy stanowiące podsumowanie ścieżki transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej dla Polski. Kluczową rolę we wspomnianej transformacji będzie odgrywał sektor wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, a także pozostałe sektory energochłonne należące do systemu EU ETS. Poza sektorem wytwarzania energii, prezentowane w raporcie wyniki zawierają również szczegółowe informacje na temat kierunków rozwoju i wielkości spodziewanych redukcji emisji GHG dla transportu i rolnictwa, które obecnie znajdują się w tzw. obszarze non-ETS.
3. W ramach analizy potencjalnych ścieżek transformacji, opracowano trzy podstawowe scenariusze definiujące cele polityki klimatycznej w UE:
    - **Scenariusz bazowy (BAU)** zakładający 60% w 2050 r. vs. 1990 r. z wyłączeniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF).
    - **Scenariusz referencyjny (REF)** zmierzający do docelowego poziom redukcji ok. 80% GHG w 2050 r. vs. 1990 r. z wyłączeniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF).
    - **Scenariusz neutralności (NEU)** – zakładający ok. 90% redukcji emisji w 2050 r. vs. 1990 r. i zerowego poziom emisji netto, czyli z uwzględnieniem technologii pochłaniania, łącznie z sektorem LULUCF.
4. Wraz ze wzrostem ambicji klimatycznych, tj. przechodzeniem na ścieżkę redukcji emisji ze scenariusza NEU, widać rosnące krańcowe koszty redukcji, które w 2030 r. dla EU ETS wynoszą ok. 100 EUR/tCO_{2ekw}, a w non-ETS dla Polski ok. 124 EUR/tCO_{2ekw}.
5. Energetyka jest sektorem, w którym jednostkowe koszty redukcje emisji CO_2 są początkowo jednymi z najniższych, jednak ze względu na wielkość potrzebnych działań w tym sektorze, nakłady inwestycyjne będą bardzo duże. Co będzie z kolei powodować wzrost kosztów wytwarzania energii. W perspektywie 2050 r. koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrastają we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach o ok. 60%. Różna jest jednak ich dynamika w czasie – w scenariuszu NEU największy wzrost kosztów (nawet o ok. 80%) następuje do 2030 r. Jest to skutek zaostrzenia celu redukcyjnego na 2030 rok. W kolejnych latach dzięki malejącym nakładom inwestycyjnym w OZE oraz zmniejszającej się emisyjności produkcji energii, system energetyczny staje się mniej wrażliwy na koszty uprawnień do emisji CO_2 a średnie koszty wytwarzania energii elektrycznej w scenariuszu NEU nawet nieco maleją.

6. W celu osiągnięcia neutralności klimatycznej, Polska powinna zredukować emisje CO_2 w transporcie o ok. 60% do 2050 roku w stosunku do 2005 r. Dodatkowe redukcje będą osiągane poprzez wzrost elektromobilności (liczba samochodów elektrycznych w scenariuszu NEU w 2050 to 14 mln szt.) oraz wzrost wykorzystania transportu zbiorowego, a w przypadku transportu towarowego poprzez elektryfikację i wodoryzację.
7. Spadek emisji w rolnictwie w scenariuszu NEU w 2050 r. w zależności od zastosowanych działań może wynieść nawet ok. 65% w stosunku do 2005 r. Ograniczenie emisji powoduje zarówno zmiany w ilości wytwarzanej produkcji rolniczej, jak i jej strukturze. Największe ograniczenie wielkości produkcji dotyczy produktów zwierzęcych, w szczególności uzyskiwanych w wyniku chowu bydła.
8. Aby osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., konieczne będzie odejście od paliw opartych na węglu i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, należy wdrożyć na szeroką skalę technologie BECSS, CCS i CCU, zelektryfikować przemysł, zwiększyć wykorzystanie wodoru, promować elektromobilność oraz zmniejszyć produkcję zwierzęcą w sektorze rolnictwa. Aby umożliwić przejście na niskoemisyjna, a docelowo neutralna klimatycznie gospodarkę, należy zająć się wieloma obszarami działań równocześnie. Należy opracować strategię, aby pokierować branżami w okresie transformacji, a także opracować ramy finansowania pozwalające zapewnić wystarczającą dostępność kapitału na wymagane inwestycje. Cele Unii Europejskiej w zakresie dekarbonizacji są ambitne, ale jak pokazuje nasza analiza są możliwe do osiągnięcia przy założeniu rozwoju innowacyjnych technologii nisko i zeroemisyjnych oraz dostępu do środków finansowych.
9. Wprowadzenie na rynek niezbędnych procesów technologicznych w celu zmniejszenia emisji w sektorach trudnych do złagodzenia będzie wymagało konsekwentnych inwestycji publicznych i prywatnych. Będzie to również wymagało większej atencji wśród przedsiębiorców i decydentów politycznych do wprowadzenia nowych technologii.
10. Koszty zwiększonych ambicji redukcyjnych odzwierciedlają się w odchyleniach realnej konsumpcji gospodarstw domowych od scenariusza BAU. W scenariuszu REF skumulowana w okresie 2021-2050 konsumpcja gospodarstw domowych obniża się dla Polski w stosunku do BAU o 116 mld USD'14 (87 mld EUR'14). Natomiast w scenariuszu NEU spadek konsumpcji dla Polski w stosunku do BAU jest bardziej widoczny i wynosi w okresie 2021-2050 ok. 249 mld USD'14 (188 mld EUR'14). Spadki konsumpcji są wywołane m.in. poprzez spadki konkurencyjności gospodarki względem reszty świata i zwiększonymi potrzebami inwestycyjnymi, np. w sektorze energetycznym.
11. Transformacja sektora energetycznego w Polsce, konieczna dla osiągnięcia głębokich redukcji, będzie wymagała znacznych nakładów inwestycyjnych. Realizacja scenariusza NEU, łącznie w okresie 2021-2050, wymagałaby nakładów w energetyce na poziomie ok. 295 mld EUR. Są to nakłady o blisko 60% większe niż w przypadku scenariusza BAU (ok. 185 mld EUR).

12. Należy podkreślić, że przedstawione nakłady inwestycyjne w energetyce obejmują tylko inwestycje w nowe jednostki wytwórcze (w tym te rezerwujące moc) oraz magazyny energii. Nie obejmują nakładów związanych z rozbudową i modernizacją sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (zarówno elektroenergetycznej, jak ciepłowniczej), ani modernizacji istniejących jednostek wytwórczych. Zatem pełne nakłady inwestycyjne w sektorze energii, niezbędne dla realizacji transformacji niskoemisyjnej, będą zapewne wyższe.

13. Poziom produkcji i magazynowania wodoru przede wszystkim związany jest z zapotrzebowaniem na to paliwo w sektorach transportu oraz przemysłu i z oczywistych względów najwyższy będzie w scenariuszu neutralności. Szczególnie w transporcie ciężarowym poziom wykorzystania wodoru jest w 2050 r. znaczący. Jeżeli przyjęlibyśmy, że cel redukcyjny w non-ETS dla Polski będzie wyższy niż zakładany w scenariuszu NEU to zapotrzebowanie na wodór jeszcze wzrośnie. Z tego powodu magazyny wodorowe powinny stać się częścią rozbudowy infrastruktury potrzebnej do transformacji sektora transportu. W samej energetyce wykorzystanie wodoru w roli magazynowej, czyli do powtórnej produkcji energii elektrycznej bardzo silnie zależy od konfiguracji całego systemu energetycznego. Kluczowym czynnikiem są dostępne nadwyżki energii produkowanej z OZE w pasmach niskiego zapotrzebowania na energię. Tę nadmiarową energię można wykorzystać do wytworzenia i magazynowania wodoru. Jednak przy zakładanej skali rozwoju OZE oraz znacznym nasyceniu samochodami elektrycznymi (spełniających częściowo funkcję podobną do magazynów energii) nadwyżek energii elektrycznej prawdopodobnie nie będzie dostatecznie dużo dla szerszego rozwoju magazynów wodorowych. Przy założeniu znacząco większego potencjału niesterowalnych OZE rola wodoru by wzrosła, jednak wyższe tempo rozwoju OZE byłoby bardzo trudne do osiągnięcia zarówno ze względu na skalę inwestycji w same jednostki wytwórcze jak również niezbędny rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

Tabela 1. Przegląd głównych wyników modelowania dla poszczególnych sektorów gospodarki.

		Polska 2030			Polska 2050		
		BAU	REF	NEU	BAU	REF	NEU
Redukcje emisji [%]	Łącznie (vs. 1990)	42	42	53	60	80	90
	EU ETS (vs. 2005)	48	48	60	69	83	93
	non-ETS (vs. 2005)	-7	-7	-18	-31	-62	-73
Krańcowe koszty redukcji emisji [EUR/$tCO_{2\ ekw.}$]	EU ETS	40	40	100	100	200	400
	non-ETS	50	50	120	110	600	1300
PKB [mld USD '14] / [mld EUR '14]*[1]		849 /638*	847 /637*	840 /632)	1218 /916*	1201 /903*	1151 /865*
Konsumpcja gospodarstw domowych [mld USD '14] / [mld EUR '14]*		485 /365*	485 /365*	478 /359*	720 /541*	714 /537*	700 /526*
Energetyka							
Emisje [Mt CO_2]		87	87	54	16	-11	-20
Dynamika średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej [1=100%]		1,45	1,45	1,82	1,58	1,58	1,57
Poziom zapotrzebowania [TWh]	energia elektryczna	175	178	158	259	307	303
	ciepło sieciowe	69	69	63	59	54	52
	wodór z elektrolizy	0	0	0	3,5	10	11
Transport							
Emisje [Mt CO_2]		55	53	52	46	23	16
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	transport pasażerski	1,7	3,7	3,9	9,7	23,5	24,6
	transport towarowy	0,2	0,3	0,4	4,1	18,2	25,0
Liczba osobowych samochodów elektrycznych [mln szt.]		1,0	2,3	2,4	5,2	13,4	14,0
Rolnictwo							
Emisje [Mt CO_2]		26	26	22	20	10	8
Ceny produktów rolniczych [2015 r.=100%]		101,7	101,1	108,7	105,2	152,8	219,1
Zmiany struktury produkcji [2015 r.=100%]	roślinna	100,2	100,7	95,9	95,0	81,2	79,6
	zwierzęca	94,0	94,9	85,9	88,2	57,4	39,9

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

[1] Założony kurs wymiany 1,33 USD za 1 EUR.

1. Wprowadzenie: kontekst polityczny i prawny

1.1. Podstawa prawna działań UE

14. W Unii Europejskiej (UE) obowiązują obecnie (stan na czerwiec 2021 r.) cele redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG), przyjęte w ramach energetyczno-klimatycznych do 2030 r.[2] Cele redukcji emisji GHG zostały ustalone w taki sposób, aby UE znajdowała się na drodze do transformacji w kierunku gospodarki niskoemisyjnej, jaką przedstawiła Komisja Europejska (KE) w swoim Komunikacie dotyczącym wizji długoterminowej na 2050 r.[3] Ustalony na poziomie UE cel zmniejszenia emisji GHG w 2030 r. o co najmniej 40% do 2030 r., w porównaniu z 1990 r., został zgłoszony jako wkład UE (NDC) w ramach Porozumienia paryskiego. Rada Europejska w dniu 12 grudnia 2019 r. przyjęła komunikat Europejski Zielony Ład[4] (z ang. *European Green Deal*, *EU Green Deal*, *EGD*). W sumie obejmuje on 48 działań w różnych dziedzinach – od sektora energii, poprzez rolnictwo i transport kończąc na udziale społeczeństwa w walce ze zmianami klimatu. Jako główny cel wskazano osiągnięcie neutralności klimatycznej w Unii Europejskiej w perspektywie do 2050 r. Zgodnie z powyższym dokumentem nowy cel redukcji emisji GHG dla Unii Europejskiej na 2030 r. powinien zawierać się w przedziale od 50% do 55% w porównaniu do roku 1990. Takie podejście zostało powtórzone w opublikowanym 4 marca 2020 r. projekcie Prawa Klimatycznego[5] (z ang. *European Climate Law*). Podczas kolejnych dyskusji w 2020 r. i 2021 r. w ramach zarówno Rady, jak i Parlamentu Europejskiego podwyższono wysokość celu na 2030 r. W ramach konsensusu osiągniętego w kwietniu 2021 r. zapis o celu do 2030 r. mówi o co najmniej 55% redukcji emisji netto w porównaniu z 1990 r., z jasnym określeniem zarówno redukcji, jak i pochłaniania emisji. Obecnie (stan na czerwiec 2021 r.) trwają prace nad formalną akceptacją aktu prawnego[6].

15. Wyznaczenie nowego celu redukcyjnego na 2030 rok jest o tyle istotne, że Komisja Europejska do grudnia 2020 r. miała złożyć w Sekretariacie Ramowej Konwencji ONZ w

[2] Konkluzje w sprawie ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, Rada Europejska, Bruksela, 23 października 2014 (EUCO 169/14)

[3] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomicznospołecznego, Komitetu regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dn. 28.11.2018 Czysta planeta dla wszystkich Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki (COM(2018) 773 final)

[4] Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomicznospołecznego, Komitetu regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dn. 28.11.2018 Europejski Zielony Ład (COM(2019) 640 final)

[5] Zmieniony wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 17.09.2020 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzenia (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (COM(2020) 563 final)

[6] Regulation of the European Parliament and of the Council establishing the framework for achieving climate neutrality and amending Regulations (EC) No 401/2009 and (EU) 2018/1999 ('European Climate Law'), Brussels, 25 June 2021 (https://data.consilium.europa.eu/doc/document/PE-27-2021-INIT/en/pdf; dostęp: 30.06.2021)

sprawie zmian klimatu (UNFCCC) zaktualizowaną wersję swojego pierwszego wkładu do Porozumienia paryskiego (NDC). Tym samym bez przyjęcia nowego, zwiększonego celu redukcyjnego do 2030 r. przez wszystkie państwa członkowskie UE, nie byłoby możliwe zwiększenie ambicji w unijnym NDC na forum UNFCCC. Idąc dalej, zwiększenie celu do 2030 r. daje podstawę do dyskusji nad możliwością osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., a w szczególności wyznaczeniem trajektorii zejścia i zmianę legislacji w tym kierunku (m.in. w zakresie EU ETS, non-ETS, OZE, efektywności energetycznej).

16. W ramach negocjacji projektu Europejskiego Prawa Klimatycznego ustalono również, że jeśli to konieczne Komisja zaproponuje pośredni cel klimatyczny do 2040 r., najpóźniej w ciągu sześciu miesięcy od pierwszej globalnej oceny wysiłków przeprowadzonej w ramach Porozumienia paryskiego (ang. *global stocktake*). Jednocześnie opublikuje przewidywany szacunkowy budżet emisji gazów cieplarnianych Unii na lata 2030–2050 wraz z metodologią leżącą u jego podstaw[7]. Negocjatorzy uzgodnili również, że Komisja będzie współpracować z sektorami gospodarki, które zdecydują się na przygotowanie orientacyjnych dobrowolnych planów działania na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej do 2050 r. Komisja będzie monitorować opracowywanie takich planów, ułatwiać dialog na szczeblu UE i udostępniać najlepsze praktyki wśród odpowiednich zainteresowanych stron.

1.2. Polityka klimatyczna UE w kontekście kryzysu COVID-19

17. Planowanie i wdrażanie nowej polityki klimatyczno-energetycznej UE zbiegło się z wybuchem pandemii COVID-19. I choć nowy, ambitniejszy kierunek tej polityki (EGD) ogłoszony został jeszcze przed wybuchem pandemii, to nie da się zaprzeczyć, że ogromny wysiłek ekonomiczny, jaki towarzyszyć będzie zielonej transformacji europejskiej gospodarki w obecnej chwili może być jeszcze większy. Dokument (z ang. *Impact Assessment*, IA) towarzyszący komunikatowi dotyczącemu podniesieniu celu UE do 2030 r.[8] analizuje wpływ COVID-19 na potencjał realizacji celów, niemniej warto podkreślić, że obecnie nie jest możliwe ocenienie, jak ogromne koszty gospodarcze zostaną poniesione na skutek pandemii, która trwa nadal. KE od kilku miesięcy dość mocno podkreśla, że kryzys gospodarczy przed jakim stanęła UE i jej państwa członkowskie na skutek pandemii, powinien być impulsem do odbudowy gospodarki w nowym, proklimatycznym wymiarze. Jednakże przy braku konkretnych ocen wysiłków i działań, jakie mają zostać podjęte przez poszczególne państwa członkowskie UE, a tym samym, jak ich gospodarka zostanie obciążona tą transformacją, trudno ocenić realność planów KE. Obecny kryzys wymusza na UE i państwach

[7] European climate law: Council and Parliament reach provisional agreement (https://www.2021portugal.eu/en/news/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/; dostęp:29.06.2021)

[8] Ocena wpływu do komunikatu pt.: "Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people", SWD(2020) 176 final, Komisja Europejska, Bruksela, 2020.

członkowskich konieczność natychmiastowego przeznaczenie wielomiliardowej pomocy na walkę z nowymi zagrożeniami, jakie dla zdrowia publicznego i gospodarki niesie koronawirus i jego skutki. Pomimo to Komisja Europejska pracuje bardzo intensywnie, aby pandemia nie wpłynęła znacząco na pierwotny plan przyjęcia szeregu dokumentów wynikających z Europejskiego Zielonego Ładu, których planowana publikacja ma nastąpić w lipcu 2021 r.

1.3. Uwarunkowania prawne w Polsce

18. Polska, jako państwo członkowskie UE, z jednej strony ma prawo do kształtowania swojego miksu energetycznego w autonomiczny sposób, z drugiej musi podporządkowywać się wymogom polityki energetyczno-klimatycznej kształtowanej w ramach UE. W Polsce kluczowym dokumentem strategicznym rządu, który stara się pogodzić te wyzwania jest Polityka energetyczna Polski (PEP), przygotowywana na podstawie ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z zm.). Ostatni dokument tego typu został przyjęty przez Radę Ministrów w marcu 2021 r.[9]
19. „Polityka energetyczna Polski do 2040 r. (PEP2040)" uwzględnia w swoich założeniach na równi konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, sprawiedliwej transformacji, odbudowy po pandemii koronawirusa, stabilnego rynku pracy, trwałego rozwoju gospodarki i wzmocnienia jej konkurencyjności.
20. Ponadto, w ramach obowiązku nałożonego na państwa członkowskie UE opracowano Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK)[10]. Został on przekazany Komisji Europejskiej w dniu 30 grudnia 2019 r. Dokument zawiera cele, polityki i działania podejmowane przez Polskę na rzecz realizacji 5 wymiarów unii energetycznej, tj. bezpieczeństwa energetycznego, ograniczenia emisji, efektywności energetycznej, jednolitego rynku energii oraz badań, innowacji i konkurencyjności. Dokument ze względu na zawartość, w znacznym stopniu pokrywa się z zakresem polityki energetycznej. Opracowanie KPEiK wynika z Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999[11].
21. Zgodnie z art. 15 ust. 1 Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999[12] każde państwo członkowskie powinno przedłożyć KE do 1 stycznia 2020 r. strategię długoterminową obejmującą perspektywę co najmniej 30 lat. W przypadku Polski resortem

[9] Polityka energetyczna Polski do 2040, Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dn. 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (Dz. Urz. z 2021 r., poz. 264)
[10] Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Wersja 4.1 z dn. 18.12.2019
[11] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE, 2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013
[12] ibidem

odpowiedzialnym za przygotowanie strategii jest Ministerstwo Rozwoju, które w 2019 r. rozpoczęło prace nad dokumentem. Zgodnie z informacją na stronie Komisji na dzień 11 lutego 2021 r.[13] swoje strategie złożyło 18 p. czł. Polska, ze względu na zaistniałe w międzyczasie zmiany w Polityce Energetycznej Państwa nie przedłożyła jeszcze swojej strategii.

2. Definicja problemu (cel i zakres analizy)

22. Celem niniejszego Raportu jest wparcie w określaniu długoterminowych kierunków działania przy budowaniu neutralnej klimatycznie polskiej gospodarki, szacowanie barier i uwarunkowań, a w szczególności wparcie przygotowania krajowej strategii niskoemisyjnej do 2050 r. oraz wsparcie poszczególnych gałęzi gospodarki w budowaniu własnych sektorowych dobrowolnych planów działania na rzecz osiągnięcia unijnego celu neutralności klimatycznej do 2050 r.
23. Osiągnięcie naturalności klimatycznej będzie powodować konieczność poniesienie pewnych kosztów gospodarczych w państwach UE, w tym Polski. Celem Raportu jest zilustrowanie ścieżki przejścia do gospodarki neutralnej klimatycznie w Polsce zgodnie z celami polityki klimatycznej zadeklarowanymi w Europejskim Zielonym Ładzie.
24. Raport stanowi ocenę koniecznej transformacji sektorowej. Zaprezentowane zmiany obejmują wszystkie sektory gospodarki, ze szczegółową analizą energetyki, transportu i rolnictwa. Dzięki wykorzystaniu kilku wzajemnie współpracujących modeli (tj. makroekonomicznego d-PLACE i sektorowych: energetycznego MEESA, transportowego TR3E i rolniczego EPICA), możliwe było pokazanie interakcji między różnymi sektorami i uwzględnienie jak zmiany w jednym sektorze wpływają na możliwy rozwój innych gałęzi gospodarki, a także konsumpcję gospodarstw domowych i wartość PKB.
25. Celem Raportu jest także pokazanie, w jaki sposób można osiągnąć pożądany poziom redukcji emisji gazów cieplarnianych, intensyfikując różne działania m.in. rozwój odnawialnych źródeł energii, poprawę efektywności energetycznej, elektryfikację przemysłu, wykorzystanie paliw alternatywnych (wodór), wdrożeniu rozwiązań w zakresie mobilności, zmianę struktury produkcji w sektorze rolnictwa.

[13] National long-term strategies (https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en; dostęp: 29.06.2021)

3. Opcje realizacji polityki klimatycznej

3.1. Scenariusze redukcyjne emisji gazów cieplarnianych

3.1.1. Unia Europejska i Polska

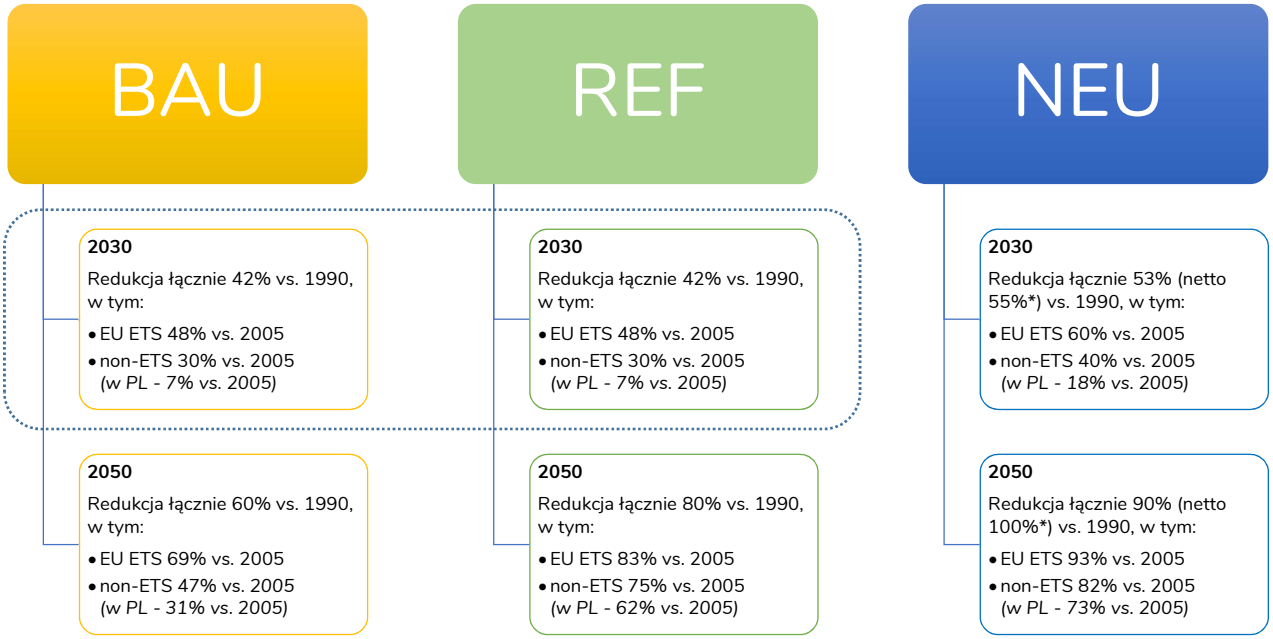
26. Zaimplementowane ścieżki redukcji emisji GHG w UE, zakładają że wszystkie państwa członkowskie, w tym Polska realizują wspólną politykę klimatyczną. Głównym narzędziem realizacji celu redukcyjnego emisji GHG jest wdrożony system EU ETS, obejmujący obecnie przede wszystkim energochłonne sektory gospodarki i produkcję energii. Instalacje objęte systemem EU ETS muszą rozliczać się z własnych emisji uprawnieniami, których liczba jest corocznie zmniejszana, tak aby osiągnąć odpowiednie poziomy redukcji GHG, odpowiadające scenariuszom redukcyjnym. Cena uprawnień do emisji jest jednakowa we wszystkich państwach objętych systemem EU ETS. Co istotne, nie ma podziału celów redukcyjnych pomiędzy państwa członkowskie w obszarze działania systemu EU ETS. Pozostała część emisji GHG znajduje się w tak zwanym obszarze non-ETS i nie jest objęta jednolitym wspólnotowym mechanizmem redukcji. Za emisję w non-ETS odpowiedzialne są państwa członkowskie UE, które realizują w tym obszarze krajowe cele redukcyjne, uzgodnione w ramach podziału wspólnego wysiłku UE (z ang. *effort sharing*). Co oznacza, że wdrożone w tym obszarze mechanizmy redukcji emisji GHG mogą się różnić pomiędzy państwami członkowskimi. W konsekwencji koszt redukcji emisji GHG w obszarze non-ETS również może być zróżnicowany.

27. Na poziomie technicznym ograniczenie emisji GHG jest modelowane jako wyposażenie rządu w uprawnienia do emisji/ jednostki emisji, zarówno w sektorach objętych EU ETS, jak i nieobjętych ETS. Od każdego sektora wymagane są uprawnienia/ jednostki emisji, w liczbie odpowiadającej emisji GHG z danego sektora. Cena uprawnień/ jednostek do emisji jest wynikiem równowagi pomiędzy podażą i popytem[14].

28. Na rysunku 1 zestawiono wielkości redukcji emisji GHG w UE analizowane w poszczególnych scenariuszach.

[14] Antoszewski M, Boratyński J, Zachłod-Jelec M, Wójtowicz K, Cygler M, Jeszke R, Pyrka M, Sikora P, Böhringer C, Gąska J, Jorgensen E, Kąsek L, Kiuila O, Malarski R, Rabiega W, *CGE model PLACE – technical documentation for the model version as of December 2014*, Centrum Analiz Klimatycznych, Warszawa, grudzień 2015.

Rysunek 1. Scenariusze redukcji emisji GHG dla UE-27.



* *Osiągnięty cel redukcyjny GHG z uwzględnieniem pochłaniania w sektorze LULUCF i technologiami pochłaniania GHG z atmosfery (np. technologia spalania biomasy z CCS)*

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

A. Scenariusz bazowy (BAU)

29. W scenariuszu bazowym (BAU) założono realizację ustawodawstwa wprowadzonego w ramach pakietu Komisji Europejskiej „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków". Pakiet ten ustanowił między innymi cele europejskiej polityki energetycznej do 2030 r., a także cel dotyczący gazów cieplarnianych, jakim jest w 2030 r. zmniejszenie unijnych emisji o co najmniej 40% w porównaniu z 1990 r. Prognozy KE dotyczące skutków implementacji pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków" oraz związanych z nimi poprawą efektywności energetycznej i zwiększonym udziałem odnawialnych źródeł energii, skutkują redukcją emisji gazów cieplarnianych przekraczającą wskazane 40% w 2030 r. w porównaniu do poziomu z 1990 r.[15] Biorąc pod uwagę historyczne dane o emisjach za 2020 r. w sektorach EU ETS, zgodnie z którymi osiągnięto redukcję ok. 40% w porównaniu do poziomu z 2005 r., KE wychodzi z założenia, że logiczne i konieczne jest podwyższenie celu redukcyjnego na 2030 r. w EU ETS względem obowiązującego zgodnie z dyrektywą EU ETS.

30. W scenariuszu bazowym zaimplementowano w EU ETS cele redukcyjne osiągane w najnowszych projekcjach KE z Global Energy and Climate Outlook 2020 (GECO2020) dla

[15] *Technical Note Results of the EUCO3232.5 scenario on Member States*, Komisja Europejska, 2019.

scenariusza „New Normal”[16], które wskazuje na możliwość redukcji emisji przez sektory EU ETS w 2030 r. o ok. 48% w porównaniu do poziomu z 2005 r. Dla sektorów non-ETS założono cel redukcji emisji w UE wynikającym z rozporządzenia ESR, to znaczy 30% w 2030 r. w porównaniu do poziomu emisji z 2005 r. Wynika to z faktu, że wypełnienie zobowiązań zawartych w rozporządzeniu ESR dla Polski już będzie wymagało podjęcia dodatkowych działań, w stosunku do obecnej polityki krajowej. Definiowany cel w scenariuszu bazowy, skutkuje redukcją emisji gazów cieplarnianych w UE łącznie we wszystkich sektorach w 2030 r. o ok. 42% w porównaniu do poziomu z 1990 r.

31. W 2050 r. w scenariuszu bazowym założono, że zarówno sektory objęte EU ETS, jak i sektory non-ETS osiągną redukcję emisji GHG zgodne z projekcjami KE z GECO2020 dla scenariusza „New Normal”, czyli zmniejszenie emisji GHG we wszystkich sektorach do 60% w stosunku do poziomu z 1990 r. Przy czym sektory EU ETS muszą zredukować emisję o 69% w 2030, natomiast sektory non-ETS o 47% w 2030 r. w stosunku do poziomu emisji z 2005 r. Pod względem poziomów emisji w UE w 2050 r. scenariusz bazowy w przedmiotowym raporcie jest zbliżony do scenariusza bazowego z oceny wpływu do komunikatu KE pt: ”Stepping up Europe’s 2030 climate ambition”: „*By 2050, the current policies, based on the current target, would lead to a reduction of around 60% below 1990*”[17].

B. Scenariusz referencyjny (REF)

32. W scenariuszu referencyjnym założono realizację obecnie obowiązującej polityki energetyczno–klimatycznej UE do 2030 r. wynikającej z pakietu KE „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Przyjmując na 2030 r. takie same cele redukcji emisji, jak w scenariuszu bazowym (zgodnie z wyjaśnieniami podanymi w opisie scenariusza bazowego), czyli w 2030 r. zmniejszenie emisji GHG we wszystkich sektorach do 42% w stosunku do poziomu z 1990 r. Przy czym sektory EU ETS muszą zredukować emisję o 48% w 2030 r., natomiast sektory non-ETS o 30% w 2030 r. w stosunku do poziomu emisji z 2005 r. W scenariuszu referencyjnym cel redukcji w non-ETS do 2030 r. wynika wprost z obowiązującej legislacji unijnej tj. rozporządzenia ESR.

33. Po 2030 r., aby odzwierciedlić ciągłość polityki klimatycznej w UE założono również długoterminowe cele, które prowadziłyby do osiągnięcia gospodarki niskoemisyjnej w przyszłości, ale nie zakładają neutralność UE pod względem emisji gazów cieplarnianych. Co w zasadniczy sposób różnicuje scenariusz referencyjny i scenariusz bazowy. Przy czym, scenariusz referencyjny zawiera ścieżkę redukcji w UE, przyczyniającą się do osiągnięcia celu porozumienia paryskiego zahamowania wzrostu temperatury poniżej 2 ^{0}C, co przekłada się

[16] *Global Energy and Climate Outlook 2020*: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a10-8c54-440e764499e4, Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.

[17] Strona 9, Oceny wpływu do komunikatu pt.: “*Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*” , Komisja Europejska, Bruksela, 2020, SWD(2020) 176 final.

na docelowy poziom redukcji o 80% GHG w 2050 r. z wyłączeniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF)[18]. Propozycja postępów w ograniczaniu emisji po 2030 r., w scenariuszu referencyjnym jest oparta na długoterminowej strategii UE do 2050 r. przedstawionej w 2018 r. w ocenie wpływu do komunikatu KE pt.: "Czysta planeta dla wszystkich"[19]. Pod uwagę wzięto scenariusze prowadzące do redukcji emisji gazów cieplarnianych w UE o ok. 80 % do 2050 r. w porównaniu z rokiem 1990. W przypadku uwzględnienia sektora użytkowania gruntów i leśnictwa, który sumarycznie pochłania więcej CO_2 niż emituje, scenariusz referencyjny daje redukcję GHG netto około 84% do 2050 r. w porównaniu z rokiem 1990.

34. Zaimplementowane w scenariuszu referencyjnym poziomy redukcji emisji GHG w 2050 r. dla całej unijnej gospodarki zostały podzielone pomiędzy sektory należące do EU ETS i sektory non-ETS. Założono, że w 2050 r. sektory EU ETS muszą zredukować emisję o 83%, natomiast sektory non-ETS o 75% w stosunku do poziomu emisji z 2005 r. Co jest spójne z założeniami do scenariuszy osiągnięcia ok. 80% redukcji w 2050 prezentowanymi w ocenie wpływu do komunikatu KE pt.: "Czysta planeta dla wszystkich"[20].

C. Scenariusz neutralność (NEU)

35. W scenariuszu neutralności łączna redukcja emisji GHG wynika z nowelizowanej polityki klimatycznej UE[21] i zakładającego podwyższenie celu redukcyjnego netto na 2030 r. do co najmniej 55% względem emisji z 1990 r. i osiągnięcie zerowych emisji netto w 2050 r., czyli z uwzględnieniem pochłanianie z sektora LULUCF i przy wykorzystaniu technologii pochłaniania emisji GHG z atmosfery. W scenariuszach neutralności UE osiągnęłaby ok. 90% redukcji emisji w roku 2050, względem emisji z 1990 bez uwzględnienia pochłaniania. Taki poziom redukcji emisji GHG, przyczynia się do realizacji przez UE celu porozumienia paryskiego, jakim jest dążenie do ograniczenia zmiany temperatury globalnej o 1,5°C[22,23].

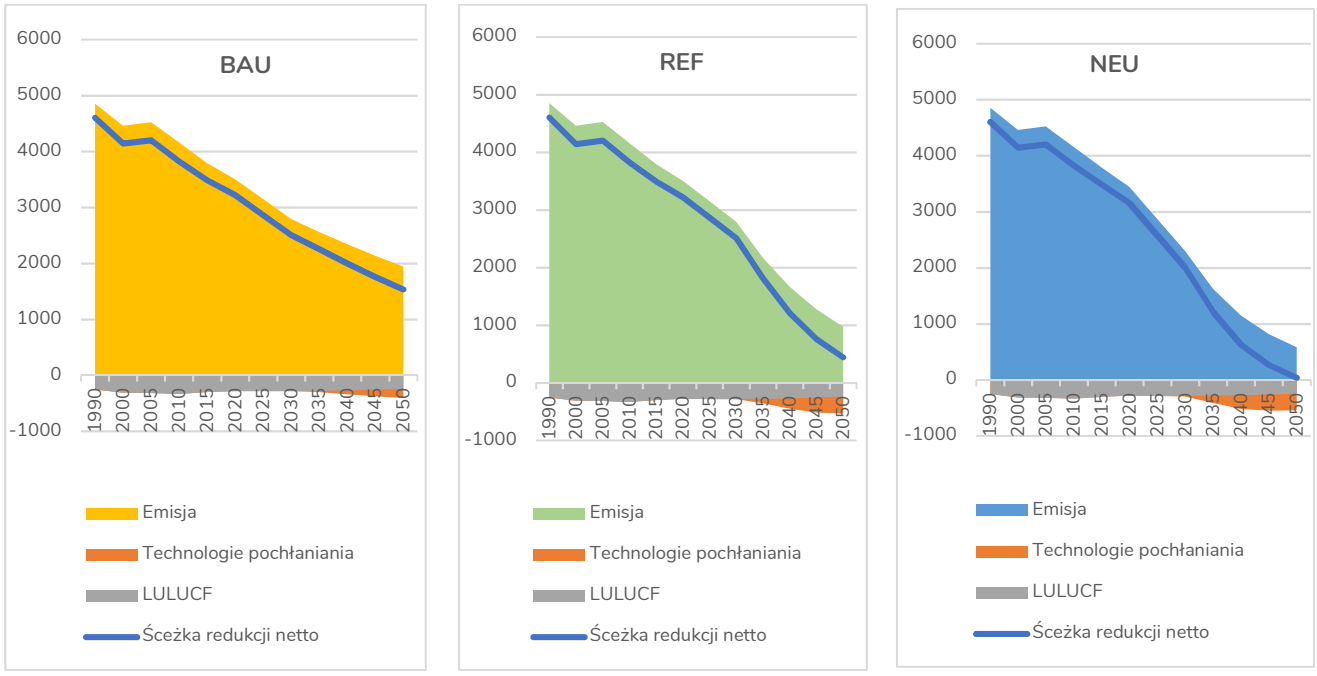
36. W scenariuszu neutralności klimatycznej rozdział celów redukcyjnych pomiędzy sektory EU ETS i non-ETS na 2030 r. dokonano w dużej mierze w oparciu o przedstawioną we wrześniu 2020 r. ocenę wpływu do komunikatu KE pt: "Stepping up Europe's 2030 climate ambition"[24]. Pod uwagę wzięto również trwający w latach 2019-2021 proces negocjacji nowelizowanej polityki klimatycznej UE. W efekcie ustalono, że w 2030 r. w scenariuszu neutralności

[18] *In-depth analysis in support of the Commission Communication*, ocena wpływu do komunikatu pt.: "*A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*", COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela, 2018.
[19] *In-depth analysis in support of the Commission Communication*, 2018, op.cit.
[20] *In-depth analysis in support of the Commission Communication*, 2018, op.cit.
[21] Wniosek ustawodawczy Komisji w sprawie pierwszego Europejskiego prawa o klimacie przewidującego włączenie do prawa UE celów określonych w Europejskim Zielonym Ładzie.
[22] *In-depth analysis in support of the Commission Communication*, 2018, op.cit.
[23] *Global Energy and Climate Outlook 2020*, op.cit.
[24] Oceny wpływu do komunikatu pt.: "*Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people*",2020, op.cit.

klimatycznej sektory EU ETS zredukowałyby emisje w 2030 r. o 60%, przy niezmienionym zakresie systemu EU ETS. Natomiast sektory non-ETS zmniejszyłby swoje emisje o 40% w względem poziomu z 2005 r. Zaimplementowany podział obciążeń pomiędzy sektorami wynika również z relatywnie mniejszych kosztów redukcji w sektorze energetycznym należącym do EU ETS, w porównaniu do sektorów objętych obszarem non-ETS (takich jak: transport, rolnictwo, sektor komunalno-bytowy).

37. W 2050 r. w scenariuszu neutralności cel redukcyjny dla sektorów EU ETS został ustalony na poziomie 93%, co odpowiada redukcji emisji prezentowanej w projekcji KE GECO2020 dla scenariusza 1,5°C[25]. W efekcie przyjęcia określonego poziomu redukcji dla sektorów EU ETS, aby osiągnąć zakładany w scenariuszu neutralności wspólnotowy cel redukcyjny ok. 90% w 2050 r., reszta sektorów gospodarki non-ETS musi zredukować emisję w 2050 r. o 82%.
38. Na wykresie 1 zaprezentowano założone ścieżki redukcji GHG dla UE-27 analizowane w poszczególnych scenariuszach.

Wykres 1. Ścieżki redukcji emisji GHG dla UE-27 [mln ton CO_{2ekw}].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

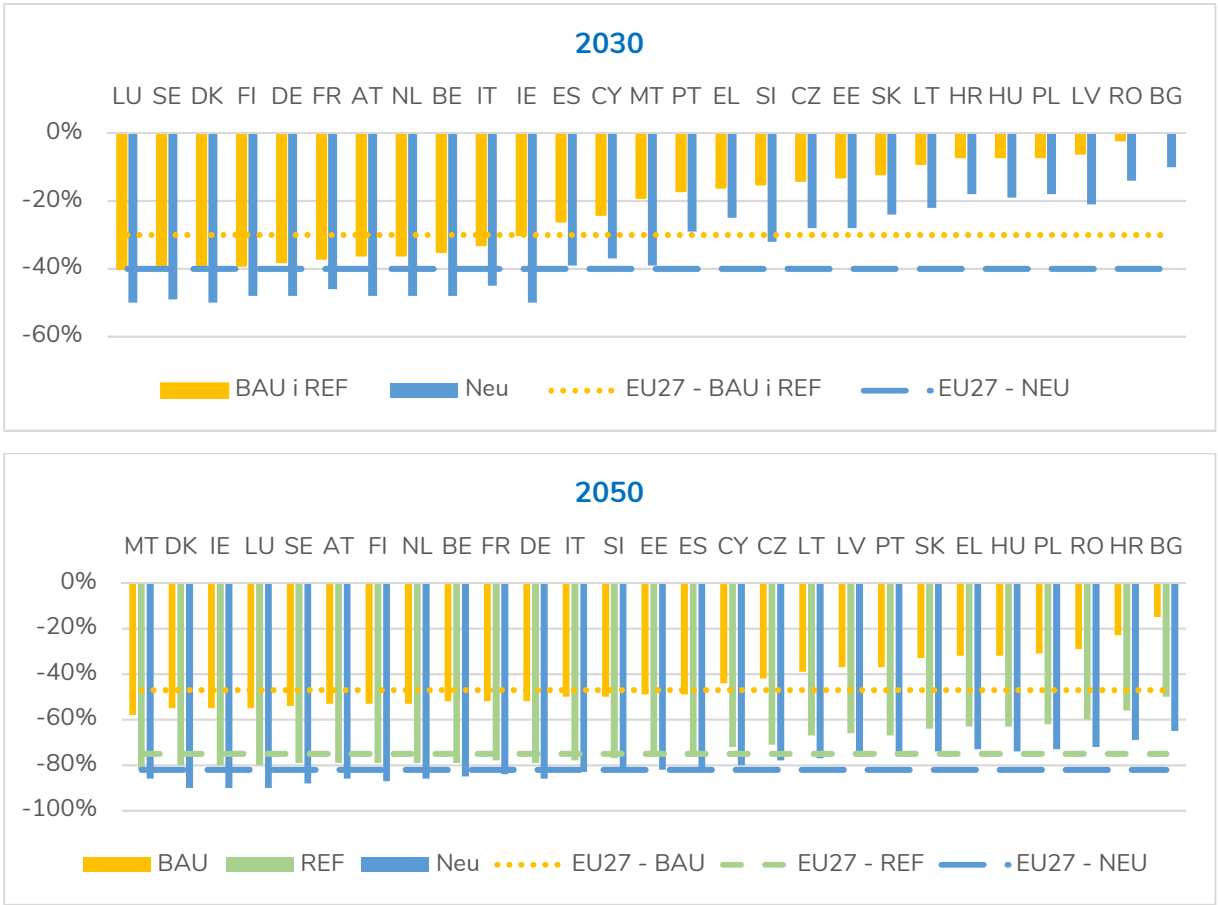
[25] *Global Energy and Climate Outlook 2020*, op.cit.

D. Podział celów redukcyjnych na państwa członkowskie UE w obszarze non-ETS

39. Generalnie podstawą podziału celów redukcyjnych w obszarze non-ETS na państwa członkowskie była wielkości wskaźnika PKB na mieszkańca. Mniej zamożnym państwom przypisano mniej ambitne cele z powodu potencjalnie wyższego wzrostu gospodarczego w przyszłości, niosącego ze sobą ryzyko większych emisji oraz ich niższych zdolności inwestycyjnych obecnie.

40. Sposób określania krajowych celów redukcyjnych w non-ETS, zaproponowany w różnych scenariuszach dla lat: 2030, 2040 i 2050, polega na dopasowaniu obecnie ustalonej metodyki podziału (wynikającej z rozporządzenia ESR) do nowych wartości wskaźnika PKB na mieszkańca (dla lat 2040, 2050 przyjęto wartości na podstawie założeń do scenariusza Primes Reference 2020[26]). Przy czym w scenariuszu bazowym i referencyjnym dla 2030 r., oparto się wprost na wartościach pochodzących z rozporządzenia ESR. Na wykresie 2 zestawiono wartości krajowych celów redukcyjnych w obszarze non-ETS dla wszystkich analizowanych scenariuszy.

Wykres 2. Podział celów redukcyjnych w non-ETS na państwa członkowskie [%].



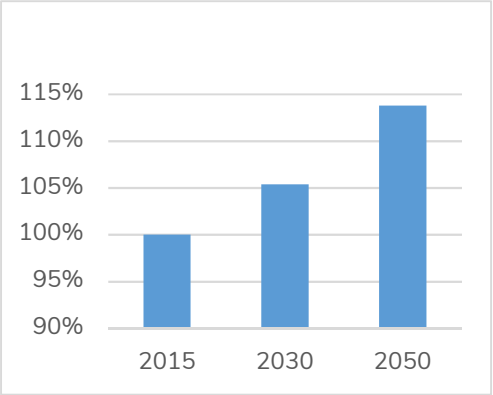
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

[26] *Primes Reference Scenario* 2020, Final Assumptions, E3-Modelling, Bruksela 2020.

3.1.2. Emisja w regionach poza UE

41. Założono, że regiony poza UE przyjmą wiążące cele ograniczenia/redukcji emisji zawarte w NDCs (wkłady określane na szczeblu krajowym) przedłożone w ramach porozumienia paryskiego. Ścieżka redukcji emisji dla regionów poza UE została zbudowana na podstawie wartości emisji GHG w latach 2030 r. i 2050 r. pochodzących z projekcji KE GECO2020 dla scenariusza „New Normal”[27].

Wykres 3. Zmiana emisji GHG poza UE [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

3.2. Scenariusze sektorowe

42. Oprócz wymienionych w poprzednim rozdziale głównych analitycznych scenariusze redukcji emisji GHG dla UE-27 do 2050 r., tj. BAU, REF i NEU, na poziomie sektorowym przenalizowano dodatkowo kilka wariantów rozwoju sektora elektroenergetycznego oraz możliwych do zastosowania podejść redukcji emisji GHG w rolnictwie. W tabeli 2 zestawiono analizowane scenariusze wraz z wariantami sektorowymi.

Tabela 2. Analizowane scenariusze wraz z wariantami sektorowymi

Scenariusze	Warianty	
	Sektor energetyczny	Sektor rolniczy
BAU	-	Wariant 1 - Opłaty za emisję Wariant 2 - Limitów emisji Wariant 3 - Subsydiów
REF	-	
NEU	Wariant 1 - NO BECCS Wariant 2 - NO NUC	

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

[27] *Global Energy and Climate Outlook 2020*, op.cit.

3.2.1. Energetyka

43. W ramach analizy, sporządzono dodatkowo (w stosunku do scenariuszy opisanych we wcześniejsze części raportu, tj. BAU, REF, NEU) dla scenariusza NEU dwa warianty rozwoju sektora elektroenergetycznego:

    A. ***Wariant 1 - NO BECCS:*** zakładający brak dostępności technologii BECCS (ang. BioEnergy with Carbon Capture and Storage) w całej UE.

    B. ***Wariant 2 - NO NUC:*** zakładający brak wdrożenia energetyki jądrowej (ang. NUClear) w Polsce.

44. Ponieważ technologie BECCS są technologiami, które mogą okazać się trudne do zastosowania na większą skalę ze względu na ograniczenia techniczne, wysokie koszty oraz opór społeczny dla instalacji wychwytu i składowania CO_2, sporządzono wariant rozwoju sektora elektroenergetycznego zakładający brak możliwości ich wykorzystania na terenie całej UE (*Wariant 1 – NO BECCS*). Celem tego rodzaju analizy było przebadanie możliwości zastąpienia tej technologii innymi rozwiązaniami, umożliwiającymi uzyskanie ambitnych celów redukcyjnych GHG w gospodarce po możliwie najniższych kosztach. Technologia BECCS jest jedyną technologią umożliwiającą uzyskanie ujemnych emisji w bilansie krajowym. Zastosowanie technologii BECCS kompensuje wyższe emisje w innych sektorach, szczególnie w tych, w których redukcja jest trudna ze względów technicznych i ekonomicznych.

45. W drugim wariancie (NO NUC) przebadano konsekwencje braku wdrożenia energetyki jądrowej w Polsce, w szczególności wpływ takiej decyzji na strukturę wytwarzania energii elektrycznej, koszty oraz ewentualne zmiany zapotrzebowania.

46. We wszystkich scenariuszach (BAU, REF i NEU) założono wkład sektora elektroenergetycznego i ciepłowniczego w stopniu zapewniającym osiągnięcie przyjętych celów redukcyjnych na poziomie krajowym i unijnym oraz uwzględniono następujące elementy:

    - Horyzont czasowy zdefiniowany dla lat 2015-2050, czyli obejmujący okres kluczowy dla oceny wpływu polityki energetyczno-klimatycznej i osiągnięcia celów wspólnotowych w zakresie redukcji GHG.

    - Zapotrzebowanie na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór stanowią dane wejściowe do modelu MEESA z modelu makroekonomicznego d-PLACE (szczegółowy opis danych wymienianych pomiędzy modelami znajduje się w załączniku I). W modelu MEESA generowane jest dodatkowe zapotrzebowanie w pompach ciepła i magazynach energii, które jest dodawane do zapotrzebowania określonego w modelu d-PLACE.

    - Krajowe cele dla każdego z krajów UE w zakresie wycofania węgla, podejścia względem energetyki jądrowej (w tym jednostki planowane i w budowie), plany

rozwoju energetyki wiatrowej na morzu i inne istotne inwestycje, które są przedmiotem zainteresowania danego kraju.

- Dla Polski w zakresie rozwoju energetyki jądrowej przyjęto założenia spójne z PEP 2040 w takim znaczeniu, że wielkości pochodzące z tego dokumentu stanowiły maksymalne ograniczenia na przyrost mocy do 2043 roku. Po tym okresie zakładano możliwość kontynuacji programu do 2050 roku i dalszy wzrost mocy jądrowych w Polsce. Innymi słowy nie wymuszano budowy tych jednostek w określonych latach. Wyniki w zakresie tempa i zakresu budowy elektrowni jądrowych są rezultatem optymalizacji kosztowej (komentarz nie dotyczy *Wariantu* 2).

- Zdolności wymiany transgranicznej zgodnie z ENTSO-E – zarówno w odniesieniu do danych historycznych[28] jak i ich planowanego rozwoju[29,30,31]. Model MEESA uwzględnia w szerokim zakresie wymianę międzysystemową jako ważny element funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej, jednak bezpieczeństwo dostaw zapewniane jest dzięki utrzymywaniu rezerwy wytwórczej na poziomie każdego kraju – zdolności importowe nie wchodzą do bilansu rezerwy mocy.

- Maksymalne potencjały mocy wytwórczych w OZE (elektrownie wiatrowe na lądzie, elektrownie wiatrowe na morzu, elektrownie słoneczne, elektrownie na biomasę, biogaz, geotermalne)[32,33,34,35].

- Technologie CCS (ang. Carbon Capture and Storage), CCU (ang. Carbon Capture and Utilization), BECCS, produkcja wodoru z możliwością wykorzystania także w sektorze energetycznym. W modelu założono produkcję wodoru w elektrolizerach co w praktyce oznacza, że model optymalizuje produkcję wodoru wykorzystując przede wszystkim nadwyżki produkcji OZE. Niemniej część wodoru może być produkowana z energii elektrycznej pochodzącej z innych źródeł – przede wszystkim jądrowych, ale również np. gazowych z CCS. W bilansie emisyjnym nie ma to jednak znaczenia, gdyż model szuka optimum produkcji i emisji. W analizie założono także, że zgodnie z deklaracjami producentów turbin gazowych nowobudowane jednostki tego typu będą miały możliwość współspalania wodoru.

- Magazyny energii – krótkookresowe: baterynje pracujące w cyklu dobowym/kilkudniowym i – długookresowe: elektrownie szczytowo-pompowe oraz

[28] Transparency Platform (https://transparency.entsoe.eu: dostęp 31.12.2019 r.)
[29] Ten Year Network Development Plan 2018, ENTSO-E, Bruksela 2018.
[30] Mid Term Adequacy Forecast 2018, ENTSO-E, Bruksela 2018.
[31] Europe Power System 2040: Completing the map Technical Appendix, ENTSO-E, Bruksela 2018.
[32] *Ten Year Network Development Plan 2018*, ENTSO-E, Bruksela 2018.
[33] *Ten Year Network Development Plan 2020*, ENTSO-E, Bruksela 2020.
[34] P. Ruiz, A. Sgobbi, W. Nijs, C. Thiel, F.D. Longa, T. Kober, B. Elbersen, G. Hengeveld, *The JRC-EU-TIMES model. Bioenergy potentials for EU and neighbouring countries*, Luksemburg 2015.
[35] *World Nuclear Association* (https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles.aspx; dostęp 31.12.2020 r.)

wodorowe, które mogą magazynować w cyklach dłuższych, sezonowych (w modelu zakładamy produkcję wodoru w procesie elektrolizy).

- Samochody elektryczne traktowane są w modelu jako quasi magazyn energii (pozwalające na wyrównywanie obciążeń). Elektryfikacja transportu spowoduje wzrost zużycia energii elektrycznej i zmianę krzywej popytu, co może być ważnym elementem przyszłych zmian na rynku energii elektrycznej.
- Potencjał wykorzystania usług DSR – czyli redukcja zapotrzebowania w okresach występowania napiętego bilansu mocy.
- Ceny paliw zgodne z projekcjami zawartymi w opracowaniu Międzynarodowej Agencji Energii WEO[36].
- Ceny uprawnień do emisji CO_2, są wynikiem iteracji z modelem d-PLACE i modelami sektorowymi. Zmiany tego parametru powodują zmiany w miksie energetycznym i wpływają na bilans uprawnień w systemie EU ETS, co przekłada się na ich notowania.
- Założenia techniczno-ekonomiczne w modelu MEESA oparto na przyjętych pod koniec 2020 roku finalnych założeniach stanowiących podstawę do opracowania nowego scenariusza PRIMES Reference Scenario 2020[37]. Opracowanie to obejmuje większość technologii obecnie zaimplementowanych w modelu MEESA. Wyniki badania uwzględniają istotny spadek kosztów jednostkowych wytwarzania energii elektrycznej w źródłach OZE względem opracowania ASSET[38].

3.2.2. Rolnictwo

47. W ramach analizy, sporządzono dodatkowo (w stosunku do scenariuszy opisanych we wcześniejsze części raportu, tj. BAU, REF, NEU) trzy warianty wymuszania redukcji emisji GHG w sektorze rolniczym:

A. **Wariant 1 - *Opłaty za emisję:*** zakładający obciążenie emisji z sektora rolniczego ceną CO_{2ekw} z non-ETS z modelu d-PLACE.

B. **Wariant 2 - *Limitu emisji:*** wariant zakładający wprowadzenie bezpośredniego celu wynikającego z celu redukcji w non-ETS z modelu d-PLACE.

C. **Wariant 3 - *Subsydiów* -** wariant zakładający osiągnięcie takiego samego poziomu redukcji emisji GHG jak w wariancie z przyjętym celem redukcyjnym, ale za pomocą dopłat za redukcję emisji w sektorze rolnictwa.

[36] *World Energy Outlook 2017*, International Energy Agency, Paryż 2018.
[37] Primes Reference Scenario 2020, op.cit.
[38] *Technology pathways in decarbonisation scenarios*, Tractebel, E3Modelling, Ecofys, 2018.

A. Wariant 1 - Opłaty za emisję: Cena CO2ekw z non-ETS z modelu d-PLACE

48. Wariant 1 - Opłaty za emisję zakłada wprowadzenie opłaty od emisji gazów cieplarnianych. Opłata ta jest uwzględniana przez gospodarstwa rolne przy optymalizacji struktury produkcji. Ponieważ obciążenie produkcji z poszczególnych rodzajów działalności jest proporcjonalne do ich emisyjności, wprowadzenie opłaty stanowi zachętę do zastępowania bardziej emisyjnych działalności tymi mniej emisyjnymi. W konsekwencji, gospodarstwa rolne redukują całkowitą emisję. Ostateczna redukcja zależy nie tylko od reakcji gospodarstw, ale też od reakcji konsumentów: jeżeli konsumenci nie będą skłonni do znaczącej zmiany zawartości swojego koszyka, mniejsza dostępność produktów z emisyjnych działalności doprowadzi do wzrostu ich ceny na rynku. W takim przypadku gospodarstwa rolne mogą być skłonne do ograniczenia dalszych działań w kierunku obniżenia emisji. Dodatkowo, wzrost cen doprowadzi do wzrostu importu, a, co za tym idzie, wzrostu emisji w innych regionach. Ostatecznie wprowadzenie cen za emisje będzie jednak zawsze prowadziło do jej zmniejszenia, przynajmniej w kraju (regionie), w którym wprowadzono opłaty.

49. W założeniu opłata za emisję jest nakładana na emisje wszystkich gazów cieplarnianych: zarówno dwutlenku węgla, jak i metanu oraz podtlenku azotu. Opłata jest ustalana w przeliczeniu na jednostkę ekwiwalentu tony CO_2 biorąc pod uwagę Globalny Współczynnik Ocieplenia AR4[39] (ang. *Global Warming Potential*) poszczególnych gazów emitowanych przez rolnictwo. Dla przykładu, ponieważ GWP metanu jest 25 razy większy od GWP CO_2, opłata emisyjna za tonę wyemitowanego metanu odpowiada w przeliczeniu opłacie odpowiadającej 25 tonom CO_2.

50. Jednostkowa opłata za emisję ekwiwalentu tony CO_2 jest wyznaczana z pomocą modelu d-PLACE. Dodatkowo, w każdej iteracji, model EPICA korzysta z projekcji makroekonomicznych modelu d-PLACE w zakresie zmian kosztów pracy (wynagrodzenia pracowników najemnych w sektorze rolniczym), cen paliw oraz produktów sektora chemicznego (szczegółowy opis danych wymienianych pomiędzy modelami znajduje się w załączniku I)

B. Wariant 2 - *Limitu emisji*: Założony cel redukcyjny w rolnictwie wynikający z celu redukcji w non-ETS z modelu d-PLACE

51. Wariant ten zakłada narzucenie celu redukcyjnego/wprowadzenie limitu emisji na sektor rolnictwa. Gospodarstwa rolne nie muszą ponosić dodatkowych opłat za emisje, ale muszą dostosować swoją strukturę produkcji, tak aby sprostać narzuconemu ograniczeniu emisji GHG. Podobnie jak w Wariancie 1 - Opłaty za emisję, zakładającym obciążenie emisji kosztem (wg ceny z modelu d-PLACE), ostateczne decyzje gospodarstw zależą również od

[39] Z czwartego sprawozdania z oceny IPCC z 2007 r.

zmian cen rynkowych produktów rolnych, które będą zależeć od elastyczności konsumentów w dostosowywaniu swojego koszyka.

52. Wielkość redukcji emisji narzuconej gospodarstwom rolnym jest ustalana na podstawie jej projekcji w modelu d-PLACE. Z tego samego modelu pochodzą projekcje zmian kosztów pracy, cen paliw i cen produktów sektora rolniczego, które są wykorzystywane w modelu EPICA, analogicznie jak w przypadku wariantu zakładającego obciążenie emisji kosztem.

53. Podstawowym celem tego wariantu jest oszacowanie kosztów towarzyszących danej wielkości redukcji emisji, wynikających z samego ograniczenia emisji bez zaburzenia tego wyniku opłatami za emisję. Koszty te materializują się w postaci zmian cen rynkowych produktów rolnych oraz utratą zysku dla gospodarstw rolnych.

C. Wariant 3 - Subsydiów: Dopłaty za redukcję emisji w sektorze rolnictwa

54. Wariant ten zakłada osiągnięcie takiego samego poziomu redukcji emisji GHG jak w Wariancie 2 - Limitu emisji (z przyjętym celem redukcyjnym), ale za pomocą innych instrumentów. Założono, że ograniczenie emisji GHG zostanie osiągnięte poprzez wdrożenie systemu rekompensat, których przyznanie warunkowane byłoby obniżeniem ilości emitowanych gazów cieplarnianych. Model w tym wariancie pozwoli oszacować, jakie rekompensaty w przeliczeniu na tonę GHG byłyby wymagane, aby osiągnąć dany cel redukcyjny oraz jakie byłyby całkowite koszty sfinansowania takiego systemu dopłat w horyzoncie 2050.

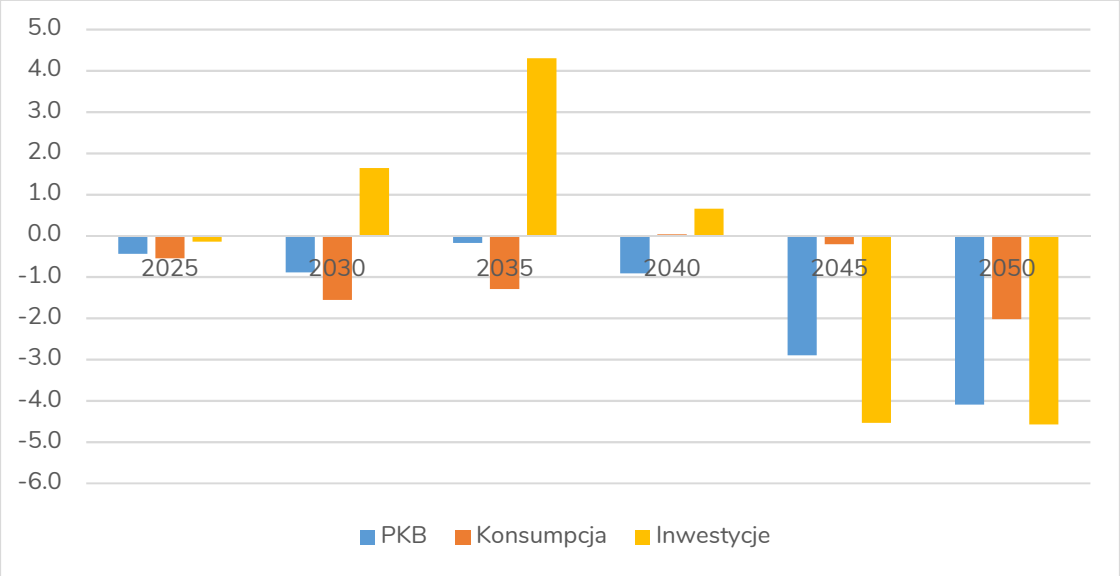
4. Skutki ekonomiczne zwiększenia ambicji redukcyjnych GHG

4.1. Wpływ zaostrzenia celów redukcyjnych na zmienne makroekonomiczne

55. Zaostrzenie celu redukcji emisji GHG wiąże się ze znacznym wzrostem zagregowanych inwestycji w Polsce w latach 2030-2040, wynikającym z potrzeby zakupu i wdrożenia niskoemisyjnych technologii, szczególnie w sektorze energetycznym. Konieczność sfinansowania inwestycji prowadzi również do spadku konsumpcji w tym samym okresie. W latach 2040-2050 można spodziewać się również znaczącego spadku PKB, który wynika między innymi z konieczności korzystania z bardziej kapitałochłonnych metod produkcji.

56. Wpływ zmian celów redukcyjnych na PKB, konsumpcji i inwestycji zostały zobrazowane są na wykresie 4. Różnica PKB, konsumpcji i inwestycji między scenariuszami NEU i REF została wyrażona jako procent wartości danej zmiennej w danym roku w scenariuszu REF. Wartości powyżej zera oznaczają wyższy poziom danej zmiennej w scenariuszu NEU niż w scenariuszu REF.

Wykres 4. Różnica PKB, konsumpcji i inwestycji między scenariuszami NEU i REF dla Polski w latach 2020-2050 [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

57. Już w 2030 roku projekcje wskazują na 1,6% wzrost zagregowanych inwestycji w gospodarce w scenariuszu NEU w stosunku do scenariusza REF. Największy wzrost - 4,3% jest przewidywany w 2035 r. Szczyt ten wynika przede wszystkim z konieczności poniesienia znaczących kosztów inwestycyjnych w sektorze energetycznym. Dodatkowo, w pozostałych sektorach firmy będą zwiększać inwestycje, aby zredukować popyt na energię,

w związku ze wzrostem jej ceny. W tym samym okresie konsumpcja w scenariuszu NEU jest 1%-1,5% poniżej poziomu ze scenariusza REF. Spadek konsumpcji jest bezpośrednią konsekwencją wzrostu cen dóbr (w porównaniu do dochodów gospodarstw domowych), który wynika z podwyższonego popytu generowanego przez wzrost inwestycji. Zmiany PKB w tym okresie są niewielkie - mieszczą się w granicach 1% PKB.

58. W latach 2040-2050 zauważalny jest znaczący spadek PKB: w scenariuszu NEU w 2050 r. będzie on 4,1% poniżej poziomu ze scenariusza REF. Spadek ten wynika ze zmniejszenia produktywności firm. Podwyższenie cen wysokoemisyjnych dóbr, w szczególności cen energii, wymusza na firmach oddalenie się od optymalnych wyborów czynników produkcji. Przykładem takiego oddalenia jest wybór energii i kapitału: chcąc zredukować popyt na energię firmy muszą zwiększyć swoje inwestycje (na przykład, na zakup energooszczędnych urządzeń), co powoduje wzrost kosztów produkcji. Wzrost kosztów firmy jest dodatkowo wzmocniony przez wzrost cen materiałów inwestycyjnych, takich jak maszyny, metale, cement i usługi budowlane, wynikający ze zwiększonego popytu na te materiały w sektorze energetycznym.

59. Spadek produktywności przy jednoczesnej dodatkowej akumulacji kapitału w gospodarce może wydawać się nieintuicyjny. W standardowych projekcjach ekonomicznych przyjmuje się, że, choć firmy muszą ponieść koszty inwestycji (co podwyższa koszty ich działalności), dodatkowy kapitał poprawia produktywność innych czynników produkcji i w konsekwencji, pozwala na zwiększenie całkowitej produktywności firmy i zmniejszenie jej całkowitych kosztów produkcji. W scenariuszu NEU skutki akumulacji kapitału są jednak inne. Inwestycje firmy nie są przeznaczone na podwyższenie produktywności wszystkich czynników produkcji a jedynie na wdrożenie technologii ograniczających zużycie energii. Taka strategia pozwala firmom ograniczyć negatywny wpływ wzrostu cen energii, jednak nie pozwala na zmniejszenie kosztów produkcji poniżej poziomu z okresu przed wzrostem cen energii.

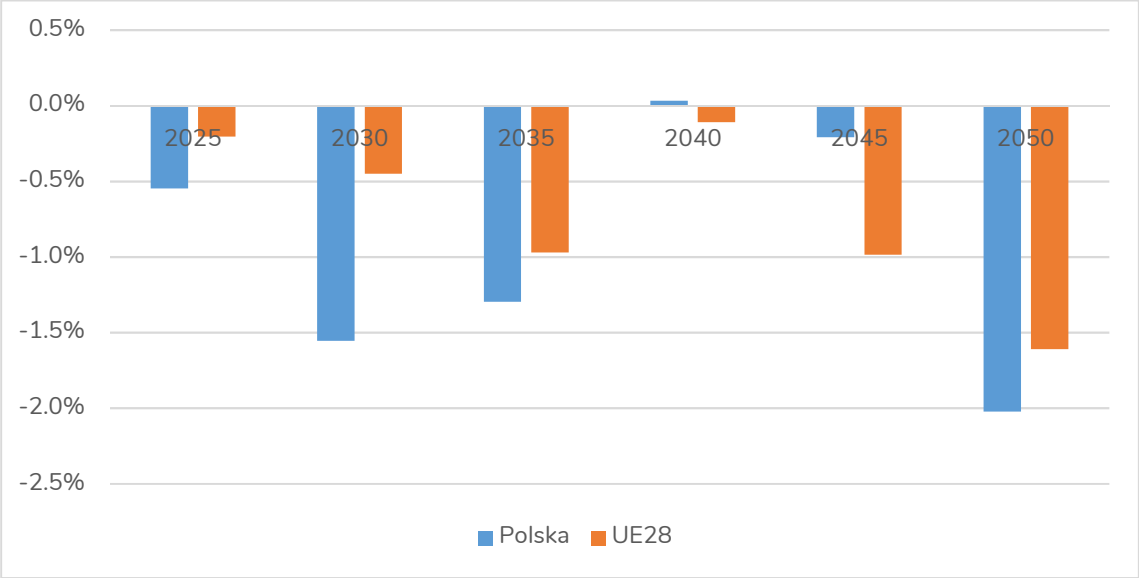
60. Spadek produkcji w latach 40-tych pociąga za sobą spadek konsumpcji. W 2045 roku konsumpcja w scenariuszu NEU będzie 0,2% poniżej poziomu w scenariuszu REF, w 2050 roku ten spadek wyniesie 2%. Skala obniżenia konsumpcji jest ograniczana dzięki znaczącej redukcji inwestycji w tym okresie. W ostatnich latach inwestycje w scenariuszu NEU są o około 4,5% niższe niż w scenariuszu REF. Wynika to z dużych potrzeb inwestycyjnych w energetyce w scenariuszu REF w ostatnich latach analizy.

4.2. Spadek konsumpcji w Polsce na tle Unii Europejskiej

61. Wykres 5 przedstawia spadek konsumpcji w scenariuszu NEU w odniesieniu do scenariusza REF w Polsce oraz w Unii Europejskiej. Różnica została wyrażona jako procent wartości konsumpcji w danym roku w scenariuszu REF. Wartości poniżej zera oznaczają niższy poziom konsumpcji w scenariuszu NEU niż w scenariuszu REF. Należy zauważyć, że dość

wyraźnie zaznaczyła się różnica między wynikami w najbliższych 15 latach i projekcjami dla odleglejszej perspektywy lat 40-tych.

Wykres 5. Różnica poziomu konsumpcji między scenariuszami NEU i REF dla Polski i Unii Europejskiej (UE-27 + UK) w latach 2020-2050 [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

62. W pierwszym okresie spadek konsumpcji w Polsce jest wyraźnie większy niż spadek dla całej Unii Europejskiej. Podczas gdy w Polsce 2030 roku spadek ten wyniesie 1,6%, w Unii Europejskiej będzie on prawie niezauważalny (0,4%). Jak wspomniano wcześniej, znaczny spadek konsumpcji w Polsce w latach 2025-2035 wynika z konieczności finansowania transformacji sektora energetycznego, który w Polsce wymaga dużo bardziej radykalnych zmian niż w pozostałych państwach UE. W tym miejscu należy podkreślić, że w symulacji nie były brane pod uwagę dodatkowe fundusze przeznaczone na dekarbonizację w Polsce finansowane ze środków UE. Ewentualny wpływ tych funduszy na konsumpcję w Polsce wymagałby jednak dodatkowych analiz.

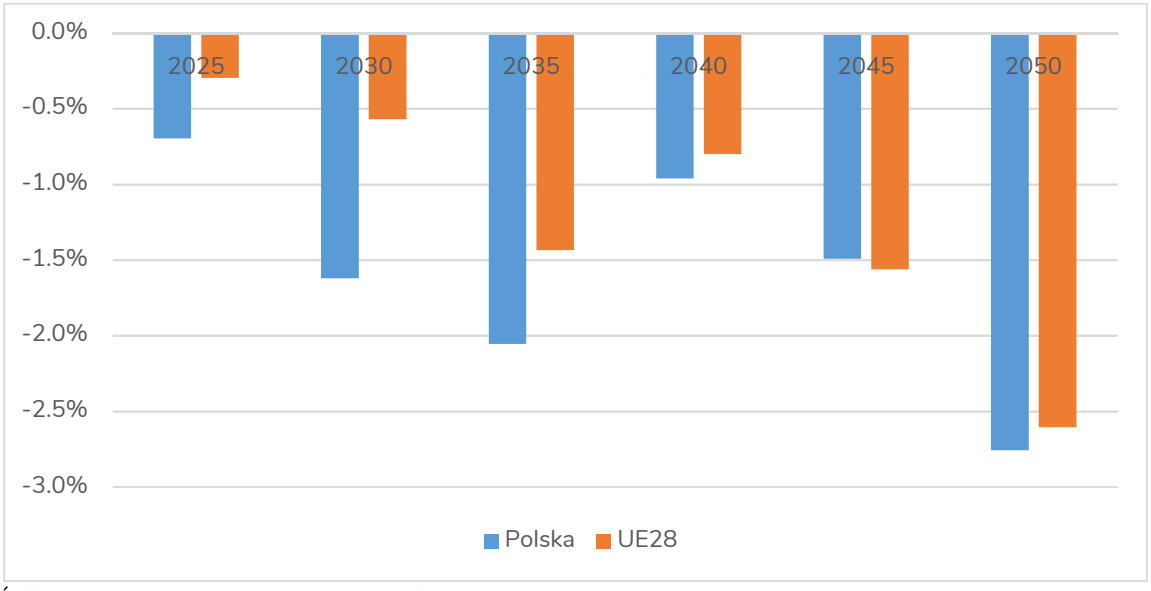
63. W latach 2040-2050, spadek konsumpcji w Unii Europejskiej gwałtownie rośnie. W roku 2045 konsumpcja w UE jest niższa (w odniesieniu do scenariusza REF) o 1%. W 2050 roku, spadek konsumpcji w UE wynosi 1,6%, w porównaniu do 2% spadku w Polsce.

64. Sytuacja Polski na tle Unii Europejskie w ostatniej dekadzie analizy jest lepsza niż sytuacja w latach 2020-2035 z dwóch powodów. Po pierwsze, transformacja sektora energetycznego w Polsce ma miejsce nie tylko w scenariuszu NEU, lecz także w scenariuszu REF. W tym drugim scenariuszu jest ona jednak opóźniona i przypada głównie na lata 2040-2045. W tych latach w scenariuszu REF poziom inwestycji jest bardzo wysoki, czego bezpośrednią konsekwencją jest niski poziom konsumpcji. Tak niski poziom odniesienia oznacza, że spadek konsumpcji w tych latach w Polsce jest niewielki. Drugim powodem jest zmiana punktu

ciężkości transformacji w czasie: podczas gdy w najbliższych latach największy ciężar dekarbonizacji przypada na sektor energetyczny, w ostatniej dekadzie ciężar ten spocznie na pozostałych sektorach, w szczególności sektorze transportu, przemysłu ciężkiego i rolnictwa. W tych obszarach, w przeciwieństwie do energetyki, koszty transformacji w Polsce oraz w pozostałych krajach UE są podobne. Ostatecznie jednak, w 2050 roku koszty w Polsce są nieco wyższe z powodu przyhamowania akumulacji produktywnego kapitału w latach poprzednich.

65. Na wykresie 6 przedstawiono spadek konsumpcji w scenariuszu NEU w odniesieniu do scenariusza BAU w Polsce oraz w Unii Europejskiej. Różnica została wyrażona jako procent wartości konsumpcji w danym roku w scenariuszu BAU. Wartości poniżej zera oznaczają niższy poziom konsumpcji w scenariuszu NEU niż w scenariuszu BAU.

Wykres 6. Różnica poziomu konsumpcji między scenariuszami NEU i BAU dla Polski i Unii Europejskiej (UE-27 + UK) w latach 2020-2050 [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

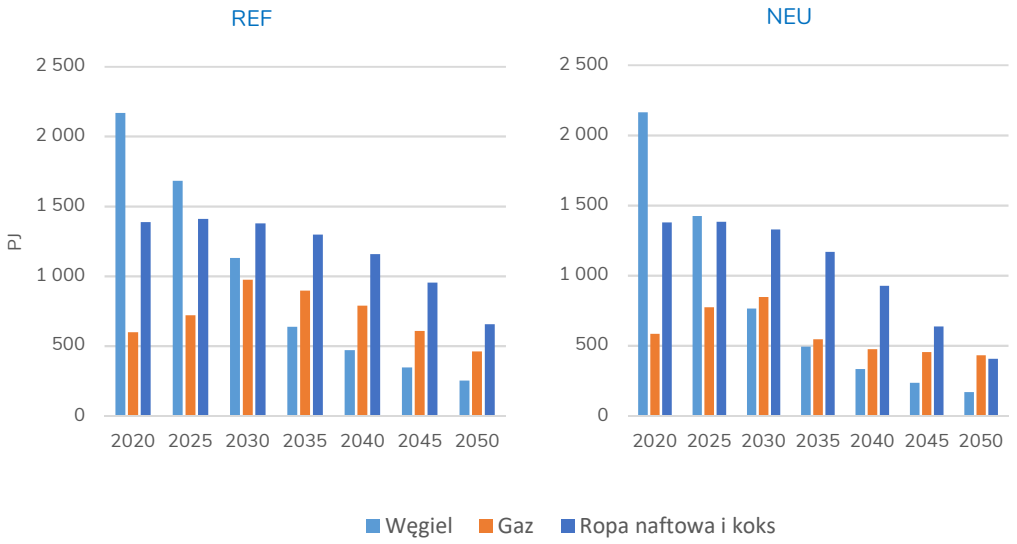
66. Kiedy za punkt odniesienia zamiast scenariusza REF przyjmiemy scenariusz BAU, spadki w konsumpcji w wyniku realizacji scenariusza NEU będą głębsze. W 2035 roku konsumpcja w Polsce w scenariuszu NEU będzie o 2,1% mniejsza niż w scenariuszu BAU. W 2040 r. spadek ten będzie się zmniejszał do ok. 1%, ale w kolejnych latach ponownie się pogłębi i w 2050 r. znowu wyniesie 2,8%.

67. W najbliższej dekadzie spadek konsumpcji w Unii Europejskiej będzie dużo mniej istotny niż w Polsce, natomiast w ostatniej dekadzie analizy spadki w UE i w Polsce będą porównywalnych rozmiarów.

4.3. Projekcje zużycia paliw w Polsce

68. Zarówno w scenariuszu REF, jak i NEU symulacje wskazują na gwałtowny spadek popytu na węgiel, szczególnie w ciągu najbliższych 15 lat. W scenariuszu REF popyt ten spada o 70% w okresie 2020 – 2035 (z 2168 PJ do 637 PJ) i o prawie 89% w okresie 2020 – 2050 (do 254 PJ). W scenariuszu NEU, wyższe cele redukcyjne i, w ślad za nimi, wyższe ceny uprawnień do emisji wymuszają jeszcze szybszą dekarbonizację i spadek popytu na węgiel: o 77% w okresie 2020 – 2030 (do 493 PJ) i o 92% w okresie 2020 – 2050 (do 171 PJ).

Wykres 7. Projekcja zużycia węgla, gazu oraz ropy naftowej i koksu (energia pierwotna) w Polsce w latach 2025-2050 w scenariuszach REF i NEU [PJ].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

69. W obu scenariuszach występuje również spadek zużycia ropy naftowej, choć jest on przesunięty w czasie względem spadku popytu na węgiel: znaczący spadek ma miejsce dopiero po 2030 roku. W scenariuszu REF, zużycie ropy naftowej wynosi 1388 PJ w roku 2020, 1378 PJ w 2030 roku, i 656 PJ w 2050. W scenariuszu NEU spadek ten jest nieco głębszy: zużycie wynosi 1329 PJ w 2030 roku i 408 PJ w 2050 roku.

70. Gaz pełni rolę paliwa przejściowego: jego zużycie w obu scenariuszach początkowo rośnie, a następnie, od 2030 roku spada. W scenariuszu REF spadek jest prawie liniowy w ostatnich 20 latach analizy. W scenariuszu NEU zużycie gazu stabilizuje się na stałym poziomie (co jest związane z większym wykorzystaniem gazu z CCS w sektorze produkcji energii).

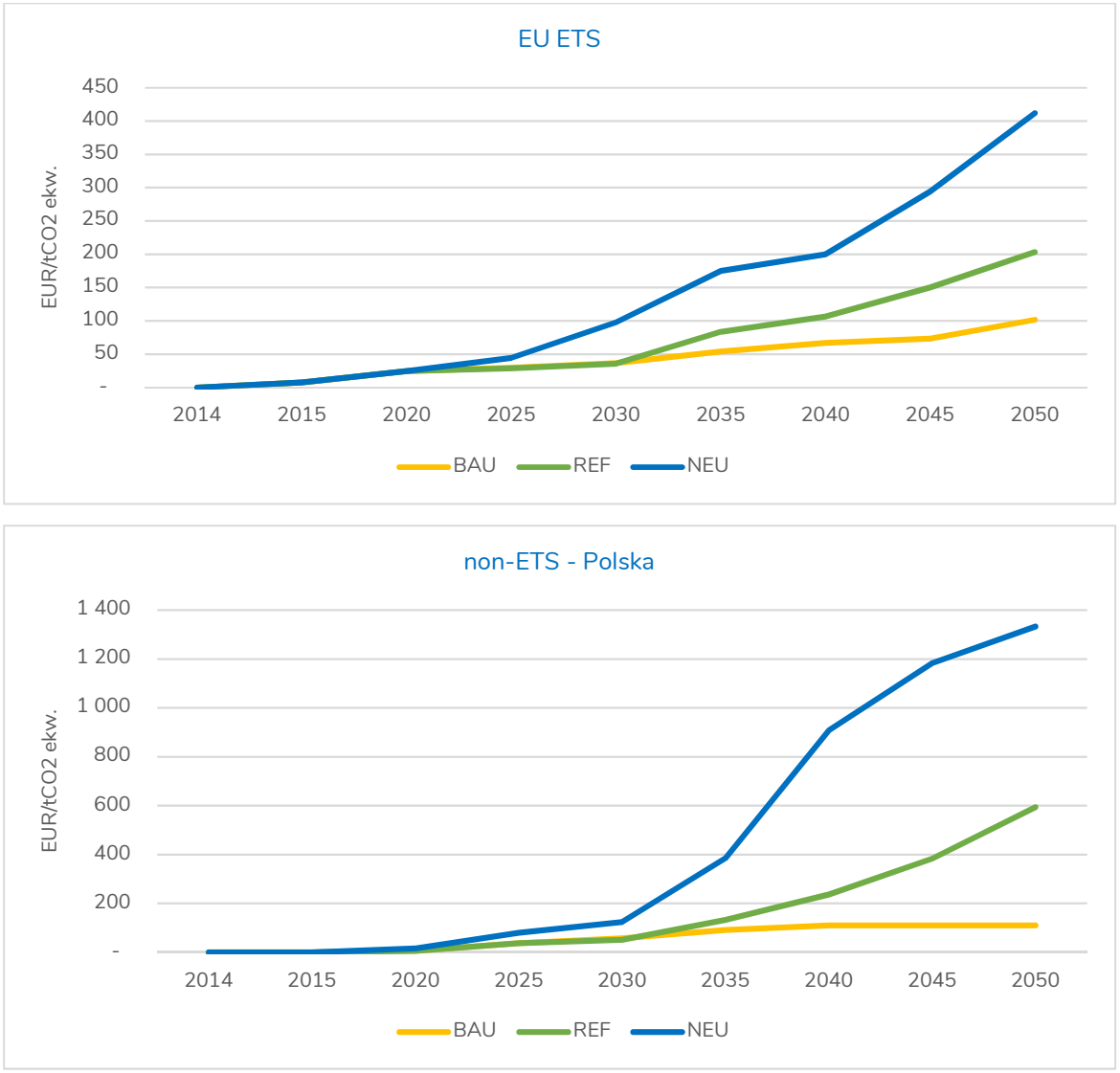
4.4. Koszty redukcji emisji

71. Zmiany krańcowych kosztów emisji są wynikiem zaimplementowania różnych ścieżek redukcyjnych w poszczególnych scenariuszach. Koszt redukcji emisji reprezentuje sygnał cenowy płynący do sektorów zarówno w EU ETS, jak i w non-ETS, powodując, że staje się opłacalne wdrażanie różnych technologii przyczyniających się do transformacji gospodarki w kierunku niskoemisyjnym. Podstawowe scenariusze BAU, REF i NEU nie różnią się dostępnością technologii lub ich kosztem, więc wybór konkretnego rozwiązania zależy jedynie od impulsu cenowego, a ten od założonego celu redukcyjnego. Z uwagi na zaimplementowanie identycznych celów redukcyjnych do 2030 r. dla scenariusza BAU i REF, nie widzimy do 2030 r. żadnych różnic w kosztach pomiędzy scenariuszami.

72. Generalnie krańcowy koszt redukcji emisji ma tendencję wzrostową, za wyjątkiem sektorów non-ETS w scenariuszu BAU dla Polski, w którym utrzymuje się praktycznie na stałym poziomie w okresie 2040-2050. Jest to powodowane naturalnym wchodzeniem nowych technologii, tzn. bez kosztową poprawą emisyjność i energochłonności, przy relatywnie niedużych celach redukcyjnych w scenariuszu BAU.

73. Prezentowane w raporcie zmiany kosztów redukcji wskazują na ich 2-krotny wzrost w przejściu pomiędzy scenariuszem BAU a REF (zakładającym kontynuację obecnej polityki klimatycznej UE) i później pomiędzy REF a scenariuszem NEU (zakładającym neutralność klimatyczną UE). W EU ETS koszty redukcji pomiędzy scenariuszem BAU/REF i NEU rosną w 2030 r. z około 40 do 100 EUR/tCO_2 ekw., natomiast w 2050 r. pomiędzy REF a NEU z ok. 200 do 400 EUR/tCO_2 ekw. Podobnie zachowują się koszty w non-ETS dla Polski osiągając w scenariuszu BAU i REF w 2030 r. wartość ok. 50 EUR/tCO_2 ekw., rosną w scenariuszu NEU do 120 EUR/tCO_2 ekw. Natomiast w 2050 r. te same koszty rosną pomiędzy scenariuszem REF i NEU z 600 do 1 300 EUR/tCO_2 ekw.

Wykres 8. Krańcowe koszty redukcji emisji w sektorach EU ETS i non-ETS w Polsce [EUR/tCO2 ekw.].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

74. Prezentowany krańcowy koszt redukcji nie powinien być wprost utożsamiany z ceną uprawnień do emisji (EUA) w systemie EU ETS. Ponieważ do wyznaczenia krańcowego kosztu redukcji nie zastosowano żadnego modelu rynkowego dla systemu EU ETS. W związku z czym w raporcie nie wzięto pod uwagę, m.in. nadwyżki uprawień EUA/EUAA na rynku, funkcjonowania rezerwy MSR i możliwości bankowania uprawnień pomiędzy kolejnymi latami i okresami rozliczeniowymi EU ETS. Nie uwzględniono też możliwości wykupowania uprawnień przez przedsiębiorstwa celem zaspokojenia przyszłych potrzeb, a także roli instytucji finansowych, których aktywność na rynku EU ETS zaczyna obecnie rosnąć.

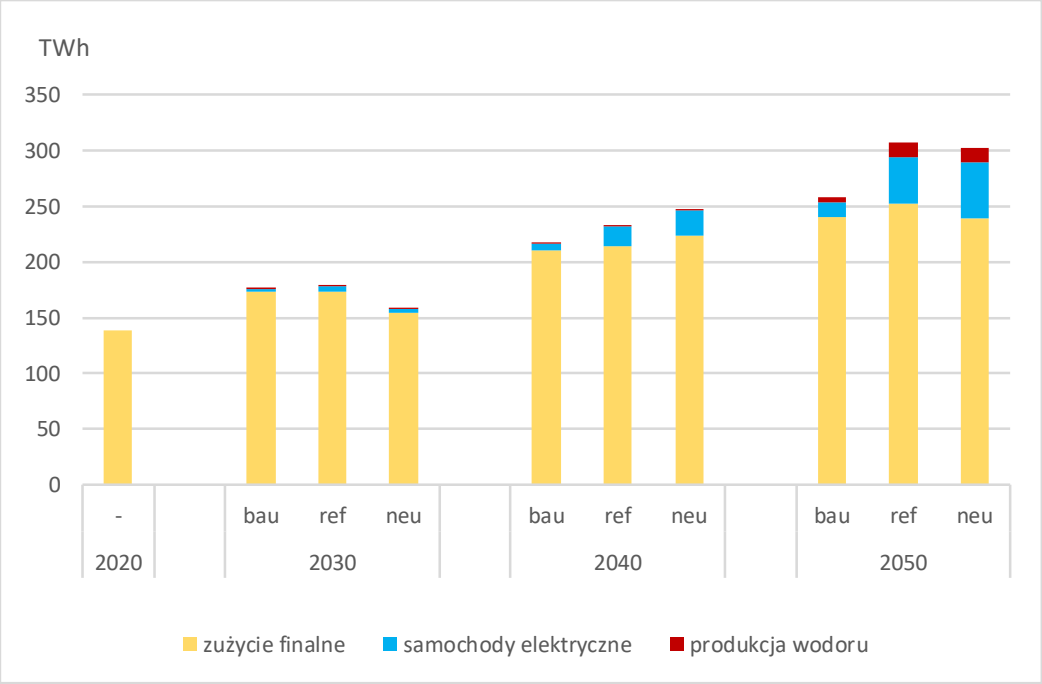
5. Skutki sektorowe osiągnięcia celów polityki klimatycznej

5.1. System energetyczny

5.1.1. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i struktura wytwarzania

75. W analizie dobierana jest optymalna pod względem kosztów struktury pokrycia zapotrzebowania na energię (pochodząca z modelu d-PLACE). Projekcje zapotrzebowania w poszczególnych scenariuszach różnią się jednak tempem wzrostu. W scenariuszu NEU ambitne cele redukcyjne będą prowadziły do szybkiego wzrostu kosztów emisji CO_2 i energii, co z kolei powoduje zwiększenie presji na poprawę efektywności energetycznej i generuje bodźce do inwestycji w technologie energooszczędne. Wzrost cen przyczyni się także do spadku produkcji, co wpłynie na dalsze ograniczanie zużycia energii. Ten efekt jest szczególnie widoczny w okolicach 2030 r., gdzie wyższe cele redukcyjne w porównaniu do pozostałych scenariuszy spowodują wzrost kosztów energii i spadek popytu. Efekt jest tym silniejszy, że do 2030 r. w systemie nie nastąpią jeszcze radykalne zmiany struktury wytwarzania a udział źródeł o wysokiej emisyjności będzie znaczny. Wysoki koszt uprawnień do emisji bezpośrednio przełoży się na szybki wzrost kosztów wytwarzania. Z kolei w dłuższej perspektywie, wyższe cele redukcyjne założone w scenariuszu NEU wymuszą zmiany struktury wytwórczej w stronę źródeł o niższej emisyjności i zachęcą firmy do substytucji paliw kopalnych energią elektryczną. Elektryfikacja dotyczyć będzie w szczególności takich sektorów jak ciepłownictwo, transport oraz przemysł. Z tego powodu tempo wzrostu zapotrzebowania w scenariuszu NEU w okresie 2035-2050 jest nieco wyższe niż w scenariuszu REF i wyraźnie wyższe niż w BAU.

Wykres 9. Projekcje zapotrzebowania netto na energię elektryczną w Polsce – scenariusze BAU, REF i NEU [TWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.1.2. Główne kierunki rozwoju źródeł wytwarzania energii

76. Wyniki modelu MEESA w zakresie rozwoju źródeł wytwórczych energii elektrycznej wskazują, że zakładane w scenariuszach cele redukcyjne wymuszą istotne zmiany w polskim miksie energetycznym polegające na zastępowaniu paliw węglowych technologiami zeroemisyjnymi lub niskoemisyjnymi. Zmiany te są charakterystyczne dla wszystkich trzech analizowanych scenariuszy, przy czym w scenariuszu NEU zmiany te zachodzą najszybciej, co jest konsekwencją założenia najwyższego celu redukcyjnego.

77. Dynamicznie przyrastającymi źródłami w systemie będą elektrownie wiatrowe na lądzie. Ważnym założeniem w tym zakresie jest brak ograniczeń w lokalizacji tego rodzaju inwestycji. Elektrownie wiatrowe na lądzie są obecnie, i w dającej się przewidzieć przyszłości, najtańszym źródłem energii zaliczanym do OZE. Ewentualne utrzymywanie tzw. zasady 10H[40] byłoby czynnikiem, który mógłby wpłynąć na opóźnienie transformacji energetycznej. Warunkiem koniecznym realizacji ambitnych celów w zakresie redukcji GHG i udziału OZE po akceptowalnym koszcie jest złagodzenie warunków lokalizacji nowych elektrowni wiatrowych. Technologia ta może ułatwiać realizacje celów unijnych, wpływając pozytywnie na konkurencyjność gospodarki. Rosnące ceny uprawnień będą stopniowo poprawiać

[40] Zasada zabraniająca lokowania elektrowni wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotność wysokości turbiny od zabudowań o funkcji mieszkaniowej, form ochrony przyrody i leśnych kompleksów (ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. z 2021 r. poz. 724)).

efektywność kosztową elektrowni wiatrowych na lądzie, uniezależniając ich konkurencyjność od dodatkowych systemów wsparcia.

78. Kolejną technologią, kluczową dla realizacji celów klimatycznych, jest fotowoltaika, która będzie się rozwijać zarówno w postaci małych dachowych instalacji, jak i dużych farm. Spadające koszty jednostkowe produkcji energii elektrycznej w tych źródłach oraz rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2 będą głównymi czynnikami wpływającymi na ich konkurencyjność. Po okresie szybkiego przyrostu mocy w małych przydomowych elektrowniach słonecznych w najbliższych latach należy spodziewać się przyspieszenia w budowie dużych farm, wspieranych systemem aukcyjnym. Pomimo niestabilnych regulacji w zakresie wsparcia instalacji prosumenckich, segment ten prawdopodobnie będzie kontynuował wzrosty, ponieważ odbiorcy będą poszukiwali sposobów na zmniejszenie wysokości swoich rachunków.

79. Kolejnym ważnym ogniwem transformacji energetycznej w Polsce jest energetyka wiatrowa na morzu. Obecnie jej rozwój jest w dużej mierze uzależniony od systemów wsparcia, ponieważ uśrednione koszty wytwarzania energii elektrycznej w tej technologii są jednymi z wyższych, biorąc pod uwagę technologie OZE. Założenia odnośnie ich rozwoju do 2030 r. oparte są na planach spółek energetycznych. Dalszy rozwój farm morskich jest wynikiem optymalizacji kosztowej dokonanej w modelu MEESA. Istotnym aspektem rozwoju energetyki wiatrowej na morzu jest ich pozytywny wpływ na rozwój gospodarczy. Morska energetyka wiatrowa może w wydatny sposób wpływać na PKB, tworzenie nowych miejsc pracy i przyciąganie zagranicznych inwestycji. Właściwie zaplanowany łańcuch dostaw powinien zapewnić wysoki udział polskich firm w całym przedsięwzięciu.

80. Zbliżona skala rozwoju elektrowni wiatrowych i słonecznych we wszystkich scenariuszach pokazuje, że w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO_2 oraz przy spadających nakładach inwestycyjnych, technologie te stosunkowo szybko staną się konkurencyjne. Spadające koszty wytwarzania ze źródeł odnawialnych, nawet uwzględniając koszty rezerwowania mocy, umożliwią osiągnięcie znaczących redukcji w elektroenergetyce łatwiej niż w innych sektorach.

81. We wszystkich scenariuszach technologie oparte na gazie ziemnym pełnią rolę stabilizującą system, w którym zaczynają dominować źródła niesterowalne. Już dziś gaz jest ważnym elementem równoważącym produkcję energii z niestabilnych źródeł odnawialnych i równocześnie ograniczającym emisję CO_2. Gaz ziemny jest również paliwem, które znajduje szerokie zastosowanie w produkcji skojarzonej energii elektrycznej i ciepła. Gaz prawdopodobnie będzie paliwem przejściowym, aczkolwiek jak wskazują wyniki scenariusza NEU, zastosowanie instalacji CCS lub CCU może umożliwić jego wykorzystanie także w dłuższych perspektywach. Jest to oczywiście uzależnione od możliwości technicznych instalacji wychwytu i składowania CO_2 lub jego zagospodarowania (np. w produkcji materiałów budowlanych) oraz akceptacji społecznej. Dodatkowo w analizie założono, że nowe jednostki gazowe będą w przyszłości przystosowane do współspalania

wodoru. Zgodnie z unijną strategia wodorową, to właśnie to paliwo ma w możliwie największym stopniu zastąpić gaz. Wodór będzie pełnił rolę zarówno nośnika energii wykorzystywanego w przemyśle czy w transporcie, jak i stanowił sposób na magazynowanie energii z OZE.

82. Rozwój wytwarzania energii elektrycznej z biomasy jest ograniczony, ponieważ paliwo to wykorzystywane jest także na potrzeby wytwarzania ciepła sieciowego. Elementem ograniczającym wykorzystanie biomasy jako paliwa jest również konieczność spełnienia kryteriów zrównoważonego rozwoju zgodnie z dyrektywą RED II[41]. Założono brak importu/eksportu biomasy pomiędzy państwami UE jak i spoza UE.

83. Ograniczony jest również potencjał wykorzystania biogazu (rolniczy, wysypiskowy, ścieki), niemniej jednak technologie tego rodzaju również stanowią ważny element transformacji energetycznej, szczególnie w scenariuszu NEU. Polska silnie wspiera te technologie, m.in. w systemie, tzw. zielonych certyfikatów i w systemie aukcyjnym. Wykorzystanie ścieków i odpadów organicznych do produkcji biogazu idealnie wpisuje się w założenia gospodarki obiegu zamkniętego.

84. W warunkach wysokich kosztów uprawnień do emisji CO_2 technologie BECCS, czyli elektrownie i elektrociepłownie biomasowe, wyposażone w z instalacje CCS, mogą się stać bardzo konkurencyjne. Technologie te dzięki wychwytowi CO_2 ze spalania biomasy faktycznie prowadzą do trwałego usunięcia CO_2 z atmosfery, co w modelu traktowane jest jako ujemna emisja. W niniejszej analizie przyjęto, że analogicznie do technologii płacących za emisję CO_2 BECCS otrzymują przychody za składowanie CO_2 proporcjonalne do kosztów emisji w systemie EU ETS. Przy bardzo wysokich kosztach emisji w scenariuszach REF a szczególnie NEU technologia ta ma wysoką rentowność a jej rozwój ograniczony jest głównie potencjałem biomasy. Technologia ta umożliwiając uzyskanie ujemnych emisji CO_2 z sektora energetycznego, prowadzi do mniejszych obciążeń redukcyjnych w sektorach, w których obniżanie emisji jest technicznie utrudnione, np. w rolnictwie. Jednocześnie należy pamiętać, że technologia ta w rzeczywistości może okazać się trudna do zastosowania na większą skalę, niemniej celem analizy było wskazanie na istotny potencjał jaki jest z nią związany. Wpływ tej technologii dodatkowo oceniono analizując wariant scenariusza NEU, w którym technologia BECCS nie będzie dostępna (patrz: wyniki dodatkowych analiz w ramach scenariusza NEU).

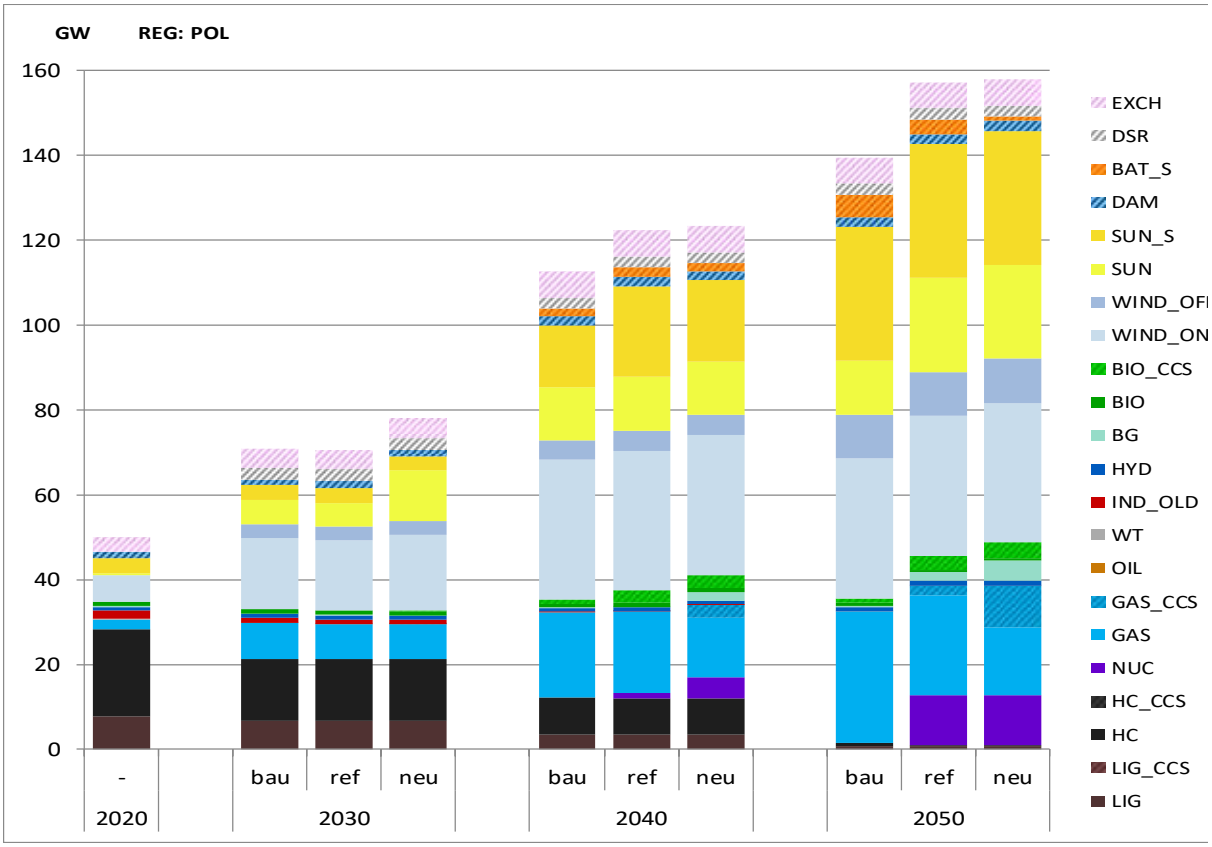
85. Wyniki analiz wskazują, że energetyka jądrowa może odegrać istotną rolę w procesie dekarbonizacji energetyki. Wdrożenie energetyki jądrowej umożliwi zastąpienie starzejących się wysokoemisyjnych bloków węglowych, pracujących w podstawie obciążenia systemu. Elektrownie jądrowe to jednostki bezemisyjne, zapewniające bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej i gwarantujące stabilne ceny. System oparty przede wszystkim na OZE i

[41] Dyrektywa Paramentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz.Urz. UE L 328/82)

magazynach energii, aby zapewnić stabilne dostaw energii do odbiorców końcowych, musi być wsparty pewną liczba jednostek sterowalnych. Wyniki analiz pokazują, że im ambitniejszy cel w zakresie redukcji CO_2 tym elektrownie jądrowe pojawiają się wcześniej w strukturze mocy energii elektrycznej. Alternatywą dla energetyki jądrowej są głównie bloki gazowe wyposażone w instalacje CCS lub CCU. Wyniki analiz w modelu MEESA wskazują także, że w scenariuszach bez energetyki jądrowej rosną koszty wytwarzania oraz wzrasta import energii elektrycznej i gazu ziemnego (patrz: wyniki dodatkowych analiz w ramach scenariusza NEU).

86. Elastyczność systemu w kontekście postępującego rozwoju niesterowalnych OZE zapewniana jest dzięki kombinacji jednostek w systemie charakteryzujących się wysokimi wskaźnikami wykorzystania mocy zainstalowanej (jednostki węglowe w początkowym okresie, jednostki gazowe i jądrowe w późniejszym) oraz nowe rozwiązania techniczne oparte na magazynowaniu energii, usługach DSR i koncepcji power-to-H_2. Warto przy okazji skomentować różnice w wykorzystaniu magazynów bateryjnych w poszczególnych scenariuszach. Paradoksalnie najwięcej magazynów bateryjnych w 2050 r. pojawia się w scenariuszu BAU, a najmniej w NEU. Jest to konsekwencja większego rozwoju samochodów elektrycznych i produkcji wodoru w tym scenariuszu. Elastyczne mechanizmy ładowania samochodów elektrycznych w dolinach obciążenia, pozwalają na wyrównywanie obciążeń i zmniejszają przestrzeń dla magazynów bateryjnych. Podobną rolę do pewnego stopnia pełnią magazyny wodoru i połączone z nimi elektrolizery, działając przede wszystkim w strefach niskiego zapotrzebowania (z tą różnicą, że magazyny wodoru mają dodatkowo charakter długoterminowy, podczas gdy baterie działają krótkookresowo). Te elementy sprawiają, że w scenariuszach z większym wykorzystaniem samochodów elektrycznych i wodoru zmniejsza się atrakcyjność magazynów bateryjnych.

Wykres 10. Moce wytwórcze energii elektrycznej w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza BAU, REF i NEU [GW]



Legenda:

EXCH	Zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych
DSR	Potencjał redukcji zapotrzebowania
BAT_S	Bateryjne magazyny energii
DAM	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BIO_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BIO	Elektrownie i ec. na biomasę
BG	Elektrownie i ec. na biogaz
HYD	Elektrownie wodne przepływowe
IND_OLD	Elektrociepłownie przemysłowe istn.
WT	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
HC_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
HC	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

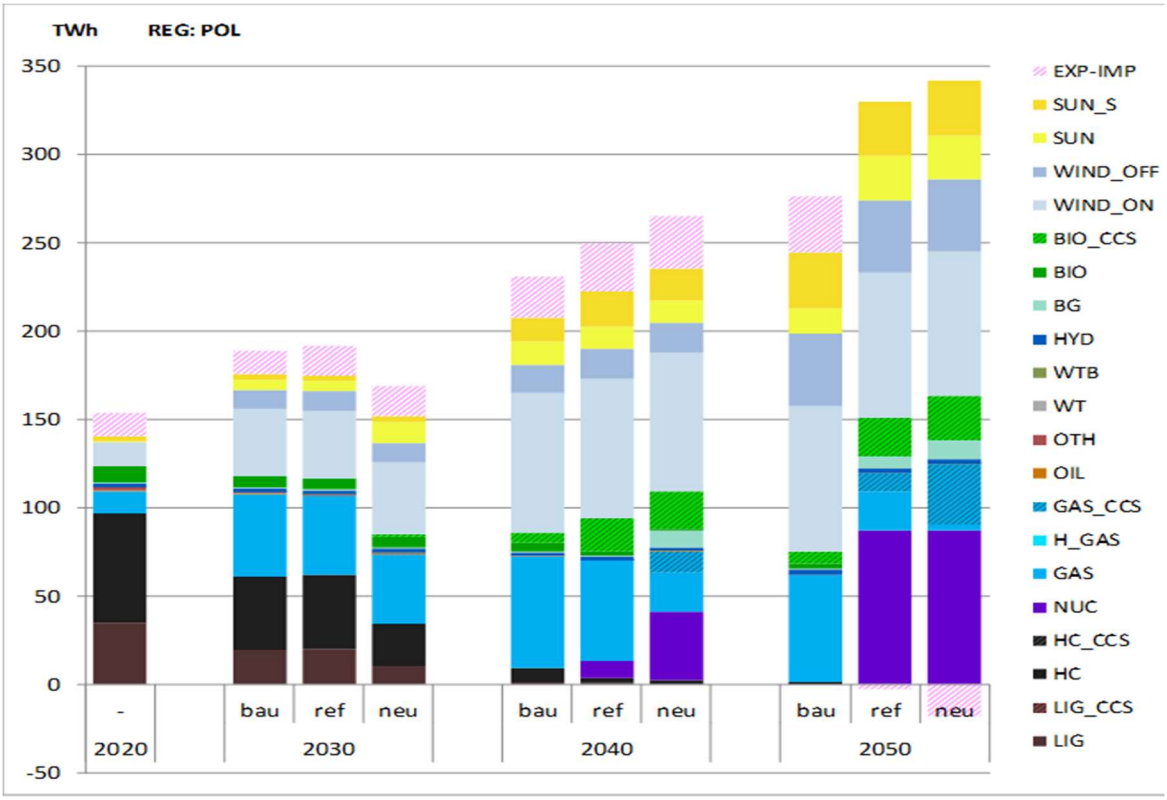
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

87. Ważną implikacją wdrażania polityki energetyczno-klimatycznej UE w Polsce będzie wzrost uzależnienia kraju od dostaw gazu ziemnego. Gaz ziemny zgodnie z założeniami unijnej strategii energetycznej ma pełnić rolę paliwa przejściowego i docelowo zostać zastąpiony przez wodór. Z obecnej perspektywy trudno jednak powiedzieć w jakim stopniu uda się zrealizować to założenie i w jakich ramach czasowych. Wciąż wiele barier pozostaje do pokonania na drodze do wdrożenia wodoru na dużą skalę (są to bariery natury ekonomicznej, technicznej i logistycznej). Wyniki analiz oparte o najlepszą dostępną wiedzę wskazują, że gaz jeszcze przez lata będzie odgrywał ważną rolę w stabilizowaniu systemu.

88. W rozpatrywanej perspektywie czasowej, wyniki analiz wskazują, że wodór wyprodukowany w elektrolizerach powinien zostać skierowany w pierwszej kolejności do sektora transportowego i przemysłowego. Aczkolwiek część nadwyżek generowanych z OZE zostanie wykorzystana do wyrównywania obciążeń dobowych z zastosowaniem koncepcji power-to-H_2. Zastosowanie w ogrzewnictwie uzależnione jest od dostosowania infrastruktury przesyłu i dystrybucji wodoru.

89. Kolejną ważną implikacją transformacji energetycznej może być wzrost importu netto energii elektrycznej. Przewiduje się, że znaczne różnice cenowe pomiędzy Polską a krajami ościennymi utrzymają się jeszcze długi czas na skutek presji wywoływanej przez rosnące koszty zakupu uprawnień do emisji CO_2 w polskim systemie elektroenergetycznym, bazującym na paliwach kopalnych. Dopiero w końcowym okresie prognozy skala tego zjawiska ulega zmniejszeniu, w miarę wdrażania bezemisyjnych technologii wytwarzania energii elektrycznej. W scenariuszu NEU mamy do czynienia nawet z eksportem netto. Podkreślić należy, że na wykresie zaznaczone jest saldo importowo-eksportowe – kierunek przepływu prądu od obszaru o niższej cenie do obszaru o wyższej cenie w każdym okresie roku może być inny, a przykładowo eksport netto nie oznacza braku importu w danym roku dla danego obszaru. Warto dodać, że kierunek wymiany transgranicznej zależy od sezonu, charakteru dnia (pogody przekładającej się na pracę jednostek OZE) i strefy obciążenia, ale upraszczając można powiedzieć, że przeważnie import ma miejsce latem, kiedy sąsiednie systemy produkują znaczne ilości taniej energii z fotowoltaiki, eksport natomiast występuje w czasie zimowych godzin o wysokim poziomie zapotrzebowania i w znacznej mierze możliwy jest dzięki produkcji elektrowni jądrowych.

Wykres 11. Produkcja energii elektrycznej w Polsce w latach 2020-2050 dla scenariusza BAU, REF i NEU [TWh].



Legenda:

EXP-IMP	Saldo importowo-eksportowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BIO_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę z CCS
BIO	Elektrownie i ec. na biomasę
BG	Elektrownie i ec. na biogaz
HYD	Elektrownie wodne przepływowe
WTB	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe odnawialne
WT	Elektrociepłownie na paliwa odpadowe nieodnawialne
OTH	Elektrownie i ec. na paliwa pozostałe
OIL	Elektrownie olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe z CCS
H_GAS	Elektrownie i ec. gazowe - współspalanie wodoru
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
HC_CCS	Elektrownie i ec. na węgiel kam. z CCS
HC	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny z CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

90. Trzeba zaznaczyć, że budowa elektrowni jądrowych nie była w żaden sposób wymuszana w modelu. Model optymalizuje moment budowy tych jednostek opierając się na kosztach CO_2, dostępnej bazie wytwórczej i poziomie zapotrzebowania. W modelu wprowadzono racjonalne ograniczenia odnośnie możliwego tempa budowy, niemniej nie uwzględniają one ewentualnych opóźnień wynikających z przyczyn technicznych, czy finansowych. Nie należy zatem traktować przedstawionej struktury jako propozycji harmonogramu realizacji programu jądrowego. Bardziej należy się tu kierować celem na rok 2050, którym powinno być uzyskanie możliwie dużego udziału źródeł jądrowych w krajowym miksie wytwarzania.

91. Spalanie paliw węglowych w ciepłownictwie nie ma perspektyw w obliczu rosnących cen uprawnień do emisji CO_2 i problemu smogu w miastach. Sektor ciepłowniczy w Polsce wymaga głębokiej przebudowy i modernizacji w kierunku systemów efektywnych w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej[42] (jest to warunek konieczny pozyskania finansowania z UE). Spośród systemów ciepłowniczych objętych koncesjonowaniem ponad 83% nie spełnia kryterium efektywnego energetycznie zgodnie z definicja zawartą w art. 7b ust. 4 ustawy Prawo energetyczne[43].

92. Redukcje emisji w sektorze ciepłowniczym są znacznie trudniejsze do osiągnięcia niż w sektorze elektroenergetycznym. Wzrost kosztów z tym związanych może prowadzić do wystąpienia zjawiska zastępowania w przyszłości ciepła sieciowego źródłami indywidualnymi – ogrzewaniem elektrycznym oraz pompami ciepła – wówczas następuje „przesunięcie" emisji do sektora wytwarzania energii elektrycznej i poza system EU ETS.

93. Transformacja ciepłownictwa systemowego powinna postępować równolegle z procesami termomodernizacji budynków, ponieważ w ten sposób będą mogły zostać złagodzone skutki wzrostu cen dla odbiorców końcowych.

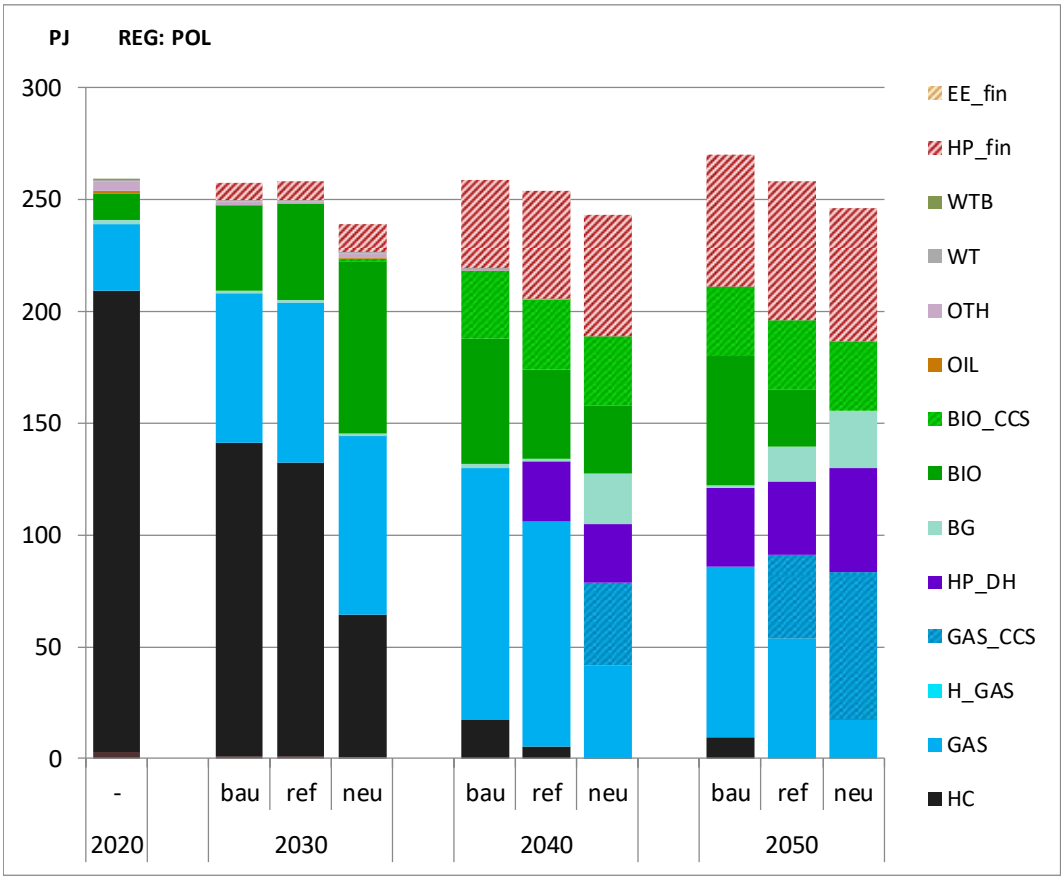
94. Ważną rolę w transformacji ciepłownictwa odgrywać będzie gaz ziemny, biomasa i elektryfikacja (pompy ciepła w systemach indywidualnych, a w przyszłości w systemach scentralizowanych). Pewnym ograniczeniem w zastosowaniu biomasy w ciepłownictwie może być konieczność zapewnienia warunków zrównoważoności zgodnie z dyrektywą RED II[44].

[42] Dyrektywa Paramentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Dz.Urz. UE L 328/210)

[43] *Raport o ciepłownictwie. Ciepłownictwo BEZ ŚRODKÓW NA TRANSFORMACJĘ głównym powodem stan prawa i praktyka regulacyjna*, Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie Warszawa, Warszawa 2020.

[44] Dyrektywa Paramentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001, op.cit.

Wykres 12. Struktura mocy wytwórczych ciepła sieciowego w Polsce dla scenariuszy BAU, REF i NEU [PJ].



Legenda:

EE_fin	Indywidualne ogrzewanie elektryczne
HP_fin	Pompy ciepła indywidualne
WTB	Elektrociepłownie na odpady odnawialne
WT	Elektrociepłownie na odpady nieodnawialne
OTH	Ciepłownie na pozostałe paliwa
OIL	Ciepłownie i elektrociepłownie olejowe
BIO_CCS	Elektrociepłownie na biomasę + CCS
BIO	Ciepłownie i elektrociepłownie na biomasę
BG	Elektrociepłownie biogazowe
HP_DH	Pompy ciepła do produkcji ciepła sieciowego
GAS_CCS	Elektrociepłownie na gaz ziemny + CCS
H_GAS	Elektrociepłownie na gaz ziemny - współspalanie wodoru
GAS	Ciepłownie i ec. na gaz ziemny
HC	Ciepłownie i ec. na węgiel kamienny

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.1.3. Emisje/ emisyjność wytwarzania energii elektrycznej

95. Poziomy redukcji emisji CO_2 w Polsce dla poszczególnych scenariuszy przedstawiają się następująco:

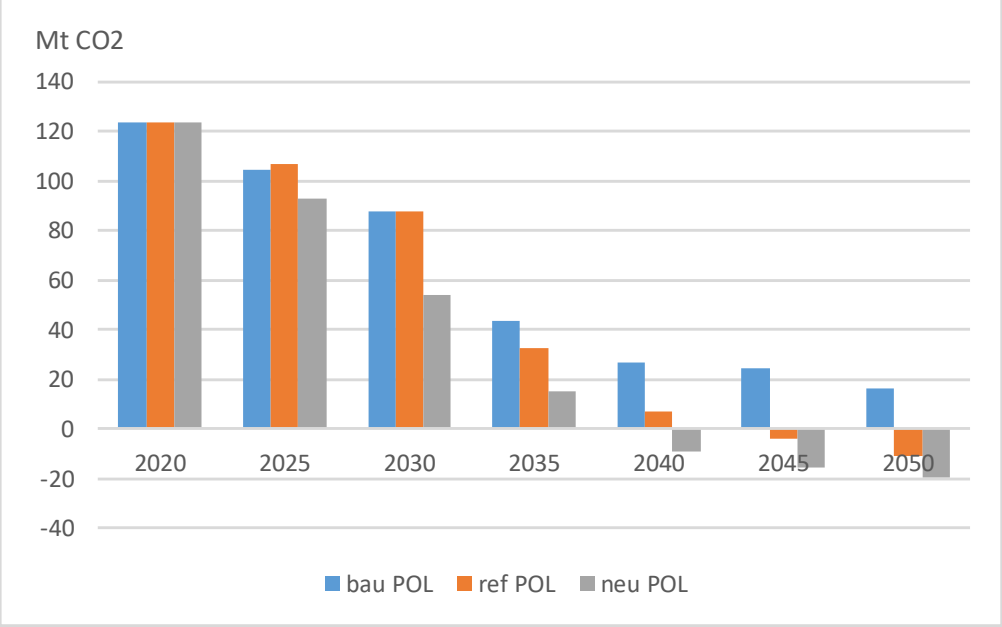
- **BAU** – redukcja emisji do ok. 87 mln t CO_2 w 2030 r. i ok. 16 mln t CO_2 w 2050 r.
- **REF** – redukcja emisji do ok. 87 mln t CO_2 w 2030 r. i ok. -11 mln t CO_2 w 2050 r.
- **NEU** – redukcja emisji do ok. 54 mln t CO_2 w 2030 r. i ok. -20 mln t CO_2 w 2050 r.

96. Dążenie do neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 r. oznacza drastyczne redukcje emisji CO_2 w energetyce. Energetyka jest sektorem, w którym są one możliwe z punktu widzenia technicznego, jednak wiążą się z dużymi nakładami finansowymi.

97. Energetyka będzie musiała ponieść znaczną część ciężaru redukcji, ponieważ w pozostałych sektorach takich jak budownictwo, przemysł, transport czy rolnictwo występują ograniczenia technologiczne, uniemożliwiające całkowitą eliminację paliw kopalnych i związanych z nimi emisji.

98. Redukcja emisji CO_2 w energetyce przyspieszy po 2030 r., kiedy to znaczna część obecnie eksploatowanych bloków energetycznych zakończy swoją pracę ze względu na wiek. Wzrost kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO_2 w starych jednostkach węglowych prawdopodobnie również przyspieszy proces ich wycofywania z eksploatacji. W tym okresie prawdopodobnie wzrośnie również tempo rozwoju OZE, ponieważ spadek ich kosztów (przy wzroście kosztów z technologii emisyjnych) zwiększy ich konkurencyjność.

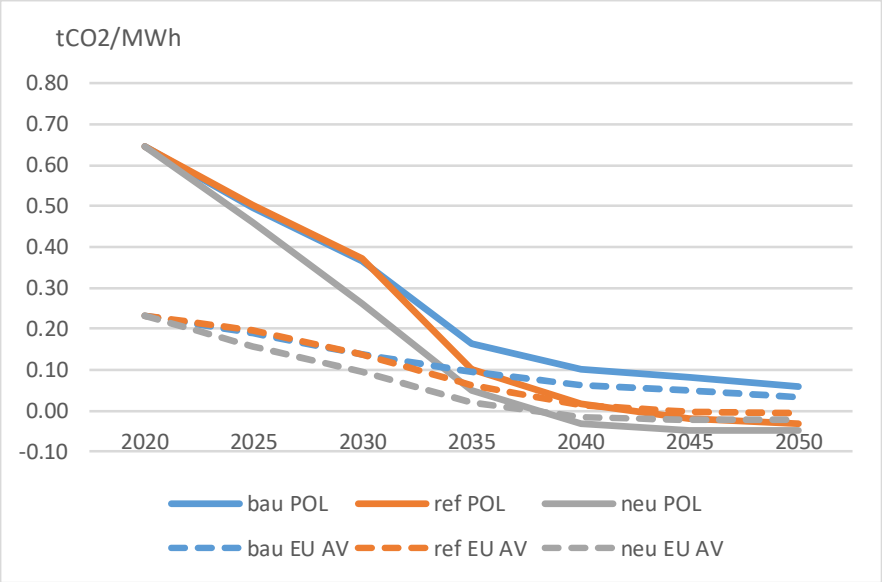
Wykres. 13. Emisje CO_2 w energetyce dla scenariuszy BAU, REF i NEU [MtCO_2]



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

99. Wskaźnik średniej emisyjności produkcji energii elektrycznej w scenariuszu NEU ulega istotnemu obniżeniu z poziomu ok. 0,65 tCO_2/MWh w 2020 do wartości bliskich zeru, a nawet nieznacznie ujemnych w 2050 r. Zmiany średniego wskaźnika emisji CO_2 dla wytwarzania energii elektrycznej są silnie skorelowane ze zmianami emisji w całym sektorze. W scenariuszach NEU i REF około 2040 r. średnia emisyjność produkcji energii elektrycznej w Polsce zrównuje się ze średnią dla UE a w kolejnych latach nawet osiąga nieco niższe poziomy. Tylko w scenariuszu BAU pozostaje ona nieco wyższa, ale bliska poziomowi średniemu w UE.

Wykres. 14. Wskaźniki średniej emisyjności produkcji energii elektrycznej dla scenariuszy BAU, REF i NEU [tCO_2/MWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

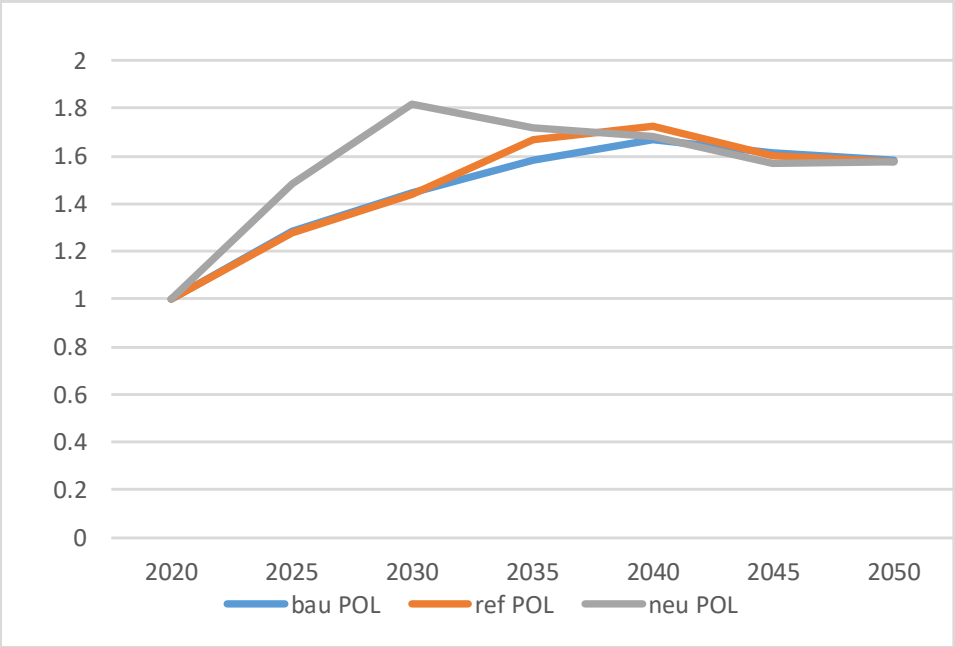
5.1.4. Koszty wytwarzania energii elektrycznej

100. Realizacja polityki klimatycznej wiąże się z istotnym wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego. Scenariusz NEU charakteryzuje się najwyższą dynamiką wzrostu kosztów w okresie do 2030 r. Dzieje się tak dlatego, że scenariusz ten zakłada bardziej ambitne cele redukcyjne do 2030 r. w porównaniu do scenariuszy REF i BAU. Ponieważ w tym okresie nadal źródła węglowe będą stanowiły istotny udział jednostek wytwórczych, szybki wzrost kosztów emisji przekłada się bezpośrednio na wzrost kosztów wytwarzania. Realia techniczne budowy nowych źródeł, dostępność finansowania, a także wymogi bezpieczeństwa systemu sprawiają, że przebudowa krajowego systemu energetycznego jest procesem długotrwałym. Jeśli taki wysiłek inwestycyjny w zmianę miksu energetycznego zostanie podjęty to dynamika kosztów wytwarzania po 2030 r. powinna zacząć maleć. W takim scenariuszu można zakładać, że największe obciążenia dla gospodarki wynikające z transformacji energetycznej w Polsce wystąpią w najbliższej

dekadzie. Natomiast trzeba podkreślić, że ten ewentualny spadek kosztów w przyszłości uwarunkowany jest podjęciem działań inwestycyjnych. Jeśli one nie nastąpią to koszty wytwarzania będą dalej rosły w szybkim tempie.

101. W perspektywie 2050 r. koszty wytwarzania energii elektrycznej wzrastają we wszystkich rozpatrywanych scenariuszach o ok. 60%. Różna jest jednak ich dynamika w poszczególnych okresach. Scenariusze BAU i REF charakteryzują się zbliżoną dynamiką wzrostu kosztów wytwarzania w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym.

Wykres 15. Dynamika średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla scenariuszy BAU, REF i NEU [1=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

102. Warto w tym miejscu wyjaśnić czemu obserwowany poziom kosztów w 2050 r. jest zbliżony we wszystkich scenariuszach, pomimo dużych różnic w kosztach uprawnień do emisji CO_2 między scenariuszami. Wpływa na to kilka czynników.

103. We wszystkich scenariuszach w 2050 r. udział OZE w strukturze wytwarzania przekracza 65% - co przy znaczącym spadku kosztów tych technologii ma kluczową rolę w obniżaniu tempa wzrostu średniego kosztu wytwarzania. W modelu MEESA koszy te opierają się na założeniach przyjętych w najnowszym scenariuszu Referencyjnym PRIMES[45]. Zakładają one dość istotny spadek jednostkowych nakładów inwestycyjnych na elektrownie wiatrowe (lądowe i morskie) oraz słoneczne.

104. W scenariuszu BAU w systemie wciąż pozostaje dużo jednostek gazowych, więc ponoszą one relatywnie wysokie koszty uprawnień do emisji. Natomiast w scenariuszach

[45] Primes Reference Scenario 2020, op.cit.

REF i NEU jednostki gazowe są wypierane przez źródła jądrowe i gazowe wyposażone w CCS, co z kolei zmniejsza wpływ kosztów emisji na średni koszt wytwarzania. Dodatkowo w tych dwóch scenariuszach rośnie wykorzystanie technologii BECCS, która otrzymuje przychody za pochłonięte wolumeny CO_2. Wysokie ceny uprawnień do emisji znacząco podwyższają efektywność ekonomiczną BECCS.

105. Ostatni element, który przyczynia się do obniżenia średniego kosztu energii występuje głównie w scenariuszu NEU i związany jest z korzystnym bilansem wymiany transgranicznej W modelu koszty importu energii powiększają całkowity koszt systemu, podczas gdy przychód wynikający z eksportu energii obniża ten koszt - ponieważ eksport energii ma miejsce przede wszystkim w pasmach o wysokich kosztach marginalnych przyczynia się on do obniżenia średniego kosztu energii w systemie krajowym.

106. Warto dodać, że przedstawiona na wykresie 15 skala wzrostu kosztów wytwarzania nie przekłada się na proporcjonalny wzrost kosztów dla odbiorców końcowych, gdyż koszty te obejmują również dodatkowe koszty, przede wszystkim związane z przesyłem i dystrybucją energii, a stanowiące istotną część ceny dla odbiorców końcowych. Obserwowany wzrost kosztów wytwarzania o ok. 60% przełożyłby się na wzrost kosztów dla odbiorców o ok. 25% - ale przy założeniu, że jednostkowe koszty sieciowe pozostałyby niezmienione. W rzeczywistości należy spodziewać się wzrostu kosztów sieciowych związanych z rozbudową sieci przesyłowej i dystrybucyjnej pod kątem rozwoju energetyki jądrowej, OZE (zarówno wielkoskalowych, takich jak, np. farmy wiatrowe na morzu, jak i energetyki prosumenckiej). Ten rodzaj kosztów nie jest jednak uwzględniany w zaprezentowanych powyżej wynikach, gdyż użyty w analizie zestaw narzędzi modelowych nie umożliwia oceny skali niezbędnych nakładów sieciowych. Dlatego należy spodziewać się, że faktyczna skala wzrostu kosztów dla odbiorców końcowych będzie znacząco wyższa niż wspomniane 25%.

5.1.5. Koszty wytwarzania ciepła sieciowego

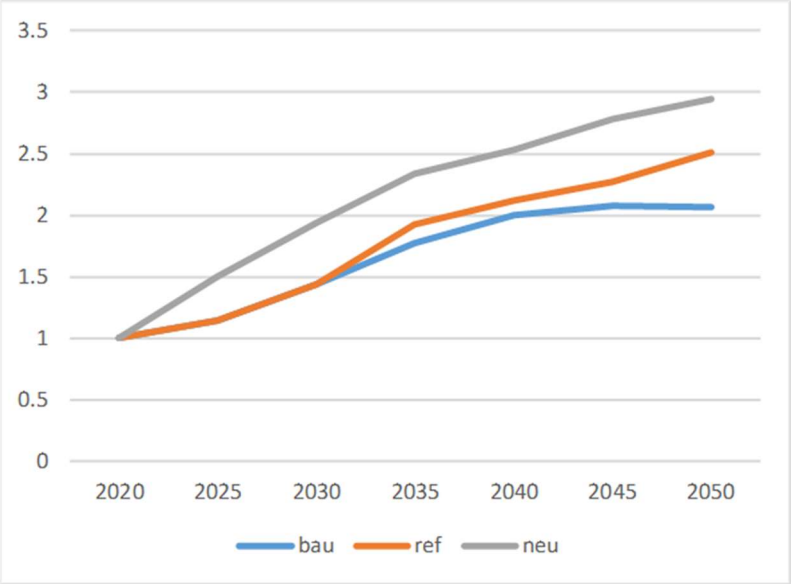
107. Sektor wytwarzania ciepła sieciowego jest nawet bardziej narażony na potencjalny wzrost kosztów produkcji, niż ma to miejsce w przypadku wytwarzania energii elektrycznej. Dzieje się tak ze względu na mniejszą dostępność technologii wytwarzania niskoemisyjnego.

108. Wzrost kosztów związany jest przede wszystkim z rosnącymi kosztami zakupu uprawnień do emisji CO_2 oraz przewidywanymi nakładami inwestycyjnymi na modernizację sektora i budowę bezemisyjnych lub niskoemisyjnych źródeł wytwarzania ciepła sieciowego.

109. Realizacja scenariusza BAU wiąże się z ok. dwukrotnym wzrostem kosztów wytwarzania ciepła sieciowego do 2050 r. W przypadku scen. NEU jest to blisko trzykrotny wzrost kosztów. Tak znaczna skala wzrostu kosztów może prowadzić do odłączania się odbiorców od sieci i przechodzenia na indywidualne systemy ogrzewania.

110. Elektryfikacja ciepłownictwa systemowego (pompy ciepła) również wpłynie na wzrost kosztów wytwarzania ciepła sieciowego, jako konsekwencja wzrostu kosztów wytwarzania energii elektrycznej, aczkolwiek w dłuższej perspektywie może stanowić korzystne rozwiązanie – szczególnie jeśli wytwarzanie oparte o źródła OZE i energetykę jądrową doprowadzi do stabilizacji kosztów energii elektrycznej.

Wykres 16. Dynamika średnich kosztów ciepła sieciowego w Polsce dla scenariuszy BAU, REF i NEU [1=100%].



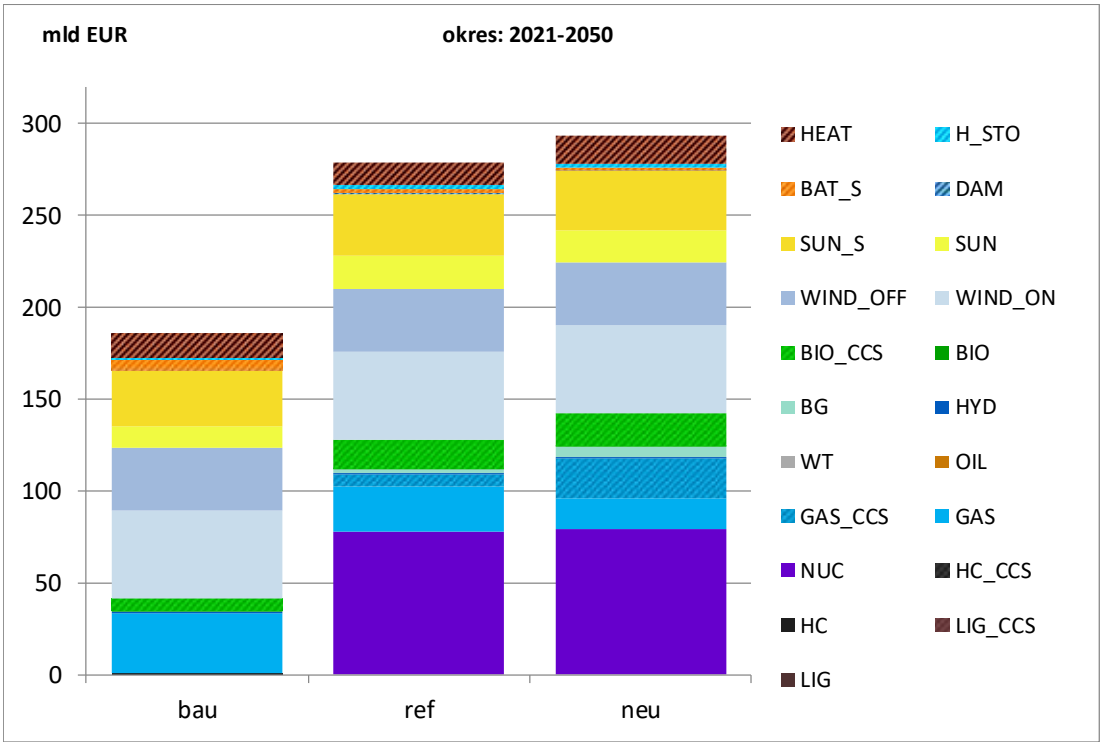
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.1.6. Nakłady inwestycyjne na realizację scenariuszy

111. Przedstawione w niniejszym podrozdziale nakłady inwestycyjne obejmują tylko inwestycje w nowe jednostki wytwórcze oraz magazyny energii (bateryjne i wodorowe). Nie obejmują nakładów związanych z rozbudową i modernizacją sieci przesyłowej i dystrybucyjnej (zarówno elektroenergetycznej, jak ciepłowniczej), ani modernizacji istniejących jednostek wytwórczych.

112. Nakłady inwestycyjne w scenariuszu REF są o ok. 50% wyższe niż w przypadku scenariusza BAU, natomiast dla scenariusza NEU o blisko 60% wyższe niż BAU. W scenariuszach REF i NEU znaczny udział nakładów stanowią koszty budowy elektrowni jądrowych i ten koszt stanowi zasadniczą różnicę w stosunku do scenariusza BAU. Wyższe są również nakłady na jednostki BECCS. Z kolei różnica pomiędzy nakładami inwestycyjnymi w REF i NEU wynosi ok. 5% i związana jest przede wszystkim z większą skalą inwestycji w jednostki gazowe z CCS w scenariuszu NEU.

Wykres 17. Nakłady inwestycyjne dla scenariuszy BAU, REF i NEU w perspektywie 2050 r. [mld EUR].



Legenda:

HEAT	Ciepłownie
H_STO	Elektrolizery/magazyny wodoru
BAT_S	Bateryjne magazyny energii
DAM	Elektrownie szczytowo-pompowe
SUN_S	Elektrownie PV małe
SUN	Elektrownie PV duże
WIND_OFF	Elektrownie wiatrowe na morzu
WIND_ON	Elektrownie wiatrowe na lądzie
BIO_CCS	Elektrownie i ec. na biomasę + CCS
BIO	Elektrownie i ec. na biomasę
BG	Elektrociepłownie biogazowe
HYD	Elektrownie wodne
WT	Elektrociepłownie na odpady
OIL	Elektrownie i ec. olejowe
GAS_CCS	Elektrownie i ec. gazowe + CCS
GAS	Elektrownie i ec. gazowe
NUC	Elektrownie jądrowe
HC_CCS	Elektrownie na węgiel kamienny + CCS
HC	Elektrownie i ec. na węgiel kamienny
LIG_CCS	Elektrownie na węgiel brunatny + CCS
LIG	Elektrownie na węgiel brunatny

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

113. Kluczowym problemem planowanej transformacji energetycznej są wysokie nakłady inwestycyjne, przekraczające znacznie możliwości przedsiębiorstw energetycznych. Bez istotnego wsparcia finansowego z UE i dostępności niskooprocentowanych pożyczek realizacja ambitnych celów redukcyjnych nie będzie możliwa.

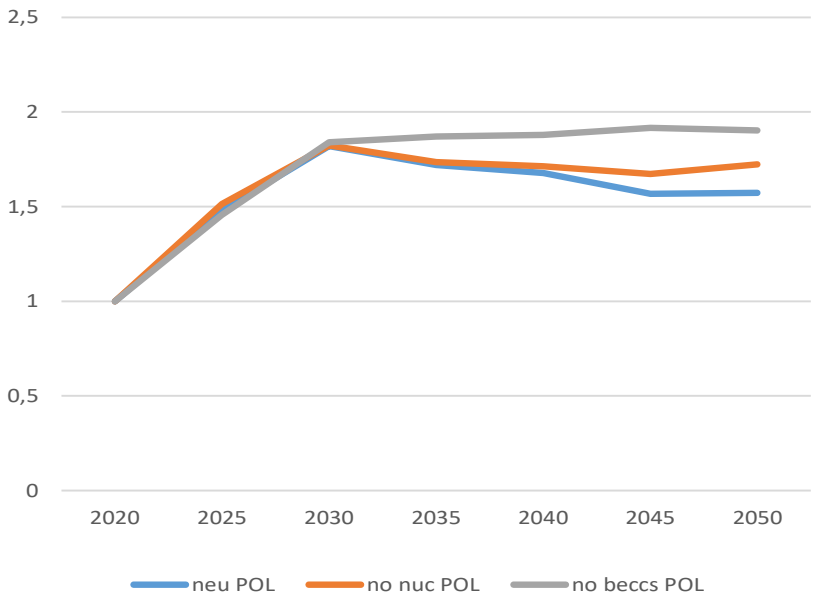
114. Bardzo istotne w tym kontekście będą działania w ciepłownictwie sieciowym, gdyż oprócz nakładów inwestycyjnych na same źródła energii przypuszczalnie znaczące będą nakłady związane z modernizacją samych sieci. Te nakłady nie były uwzględnione w przedstawionych powyżej oszacowaniach.

5.1.7. Wyniki dodatkowych analiz w ramach scenariusza NEU (Wariant 1 i 2)

115. Dla oceny wpływu elektrowni jądrowych oraz jednostek biomasowych wyposażonych w CCS przeprowadzono dodatkowe obliczenia dla dwóch wariantów scenariusza NEU. Wariant **NO NUC** przedstawia scenariusz rezygnacji z budowy elektrowni jądrowych w Polsce. Wariant **NO BECCS** zakłada całkowity brak dostępności jednostek biomasowych z CCS w całej UE.

116. Oba alternatywne warianty prowadzą do wzrostu jednostkowych kosztów wytwarzania w porównaniu do scenariuszu NEU (wykres 18). W wariancie bez elektrowni jądrowych koszty wytwarzania są o blisko 10% wyższe niż w scenariuszu NEU, natomiast brak technologii BECCS prowadzi do kosztów wyższych o ponad 20% (przy czym dostępność elektrowni jądrowych w tym wariancie wyraźnie łagodzi skutki kosztowe).

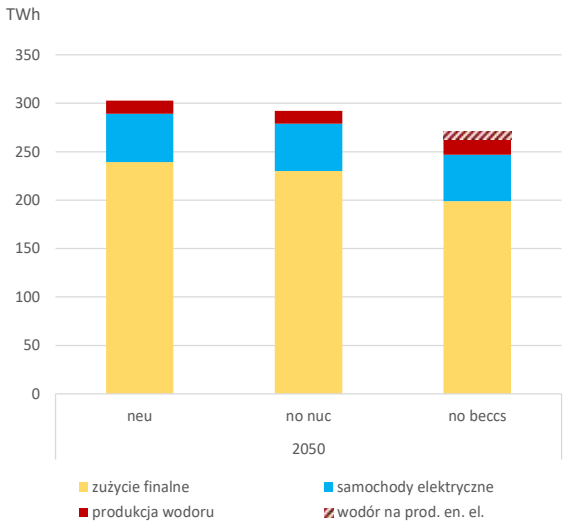
Wykres 18. Dynamika średnich kosztów wytwarzania energii elektrycznej w Polsce dla scenariusza NEU oraz wariantów: NO NUC i NO BECCS [1=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

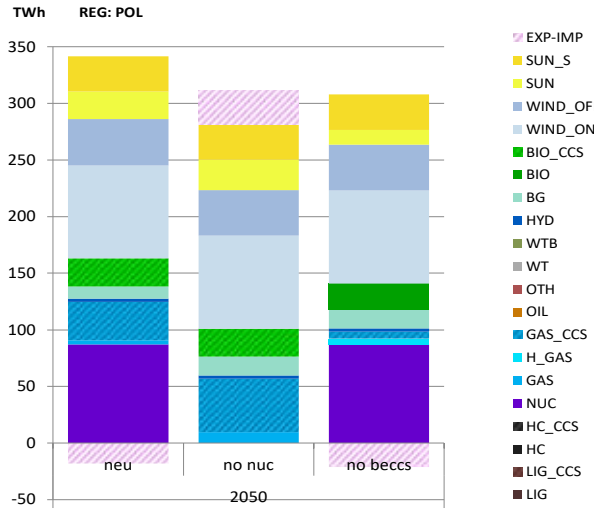
117. Zapotrzebowanie na energię elektryczną także spada w obu alternatywnych wariantach aczkolwiek wyraźnie poważniejsze konsekwencje występują w wariancie bez BECCS. W tym wariancie również następuje znaczący, bo ok. dwukrotny wzrost produkcji wodoru. Wodór również zaczyna być wykorzystywany do ponownej produkcji energii elektrycznej po zmagazynowaniu, podczas gdy w podstawowych scenariuszach wodór jest wykorzystywany przede wszystkim w innych sektorach gospodarki.

Wykres 19. Zapotrzebowanie na energię elektryczną netto w 2050 r. w scenariuszu NEU oraz wariantach: NO NUC i NO BECCS [TWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Wykres 20. Produkcja energii elektrycznej netto w 2050 r. w scenariuszu NEU oraz wariantach: NO NUC i NO BECCS [TWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

118. Wyniki dodatkowych wariantów przeprowadzonych w ramach scenariusze NEU wskazują na to, że osiągnięcie ambitnych celów (90% redukcji GHG netto) jest możliwe bez udziału energetyki jądrowej, jak również bez technologii BECCS, ale szczególnie w tym drugim przypadku wiąże się ze znacznym wzrostem kosztów energii. Można się domyślać, że drastyczny wzrost kosztów nastąpiłby przy założeniu braku zarówno technologii BECCS, jak i elektrowni jądrowych, jednak ze względu na trudności z uzyskaniem racjonalnych rozwiązań na poziomie całej gospodarki nie analizowano w niniejszej analizie takiego wariantu.

119. W wariancie **NO NUC** głębokie redukcje są możliwe z zachowaniem bezpieczeństwa dostaw, aczkolwiek wiąże się z tym znaczący wzrost importu energii elektrycznej, a także większa produkcja energii elektrycznej w jednostkach gazowych wyposażonych w instalacje CCS. Wzrost zużycia gazu oznacza wzrost importu tego surowca, co wpływa niekorzystnie na gospodarkę. Innym problemem jest możliwość zastosowania wychwytu i składowania

CO_2 na taką skalę w jednostkach gazowych, co może być trudne ze względów technicznych i społecznych.

120. W wariancie **NO BECCS** elektrownie jądrowe odrywają kluczową rolę, ponieważ model poszukuje stabilnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej charakteryzujących się brakiem emisji CO_2. Istotną rolę odgrywa produkcja energii elektrycznej z wodoru, otrzymanego w elektrolizerach. W przypadku braku możliwości zastosowania technologii BECCS, technologiami, które mogą je zastąpić z dużym powodzeniem są: elektrownie jądrowe i technologie wodorowe (w pewnym stopniu).

121. Warto dodać, że choć wariant bez budowy elektrowni jądrowych wymaga niższych o ok. 20% nakładów inwestycyjnych, to z kolei wiąże się z wyższymi kosztami operacyjnymi. Różnica pomiędzy tymi kosztami zwróci się już po kilkunastu latach, podczas gdy czas życia elektrowni jądrowych wynosi kilkadziesiąt lat. Dlatego oszacowanie kosztów wytwarzania, które uwzględnia czas życia poszczególnych technologii pokazuje, że wariant uwzględniający elektrownie jądrowe jest korzystniejszy.

122. Na podstawie wyników dodatkowych wariantów scenariusza NEU można sformułować kilka wniosków związanych z wykorzystaniem wodoru. Poziom produkcji i magazynowania wodoru przede wszystkim związany jest z zapotrzebowaniem na to paliwo w sektorach przemysłu i transportu. Natomiast w samej energetyce wykorzystanie wodoru w roli magazynowej, czyli do powtórnej produkcji energii elektrycznej bądź ciepła jest niewielkie. Jest kilka przyczyn takiego stanu rzeczy – przede wszystkim produkcja wodoru w procesie elektrolizy a następnie powtórne przetworzenie wodoru na energie elektryczną wiąże się ze znacznymi stratami energii, toteż w roli krótkoterminowych magazynów lepiej sprawdzają się magazyny bateryjne, które charakteryzują się niższymi stratami. Dodatkowo, przy dużym rozwoju samochodów elektrycznych odpowiednio zarządzany system inteligentnego ładowania również może pełnić znaczącą rolę przy wyrównywaniu krzywej zapotrzebowania, zmniejszając zapotrzebowanie na typowe magazyny energii.

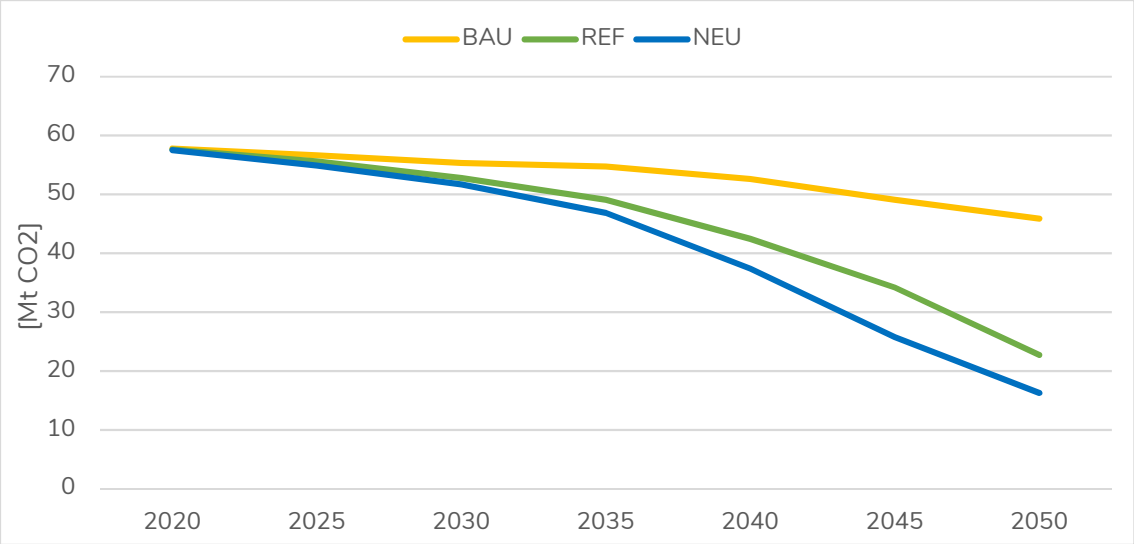
123. Rola wodoru na potrzeby magazynowania energii będzie zatem uwarunkowana zarówno kosztami jego produkcji jak i konstrukcją całego systemu energetycznego. Koszty produkcji wodoru będą niższe, jeśli w systemie będzie duża liczba jednostek wiatrowych i fotowoltaicznych – bo nadwyżki generacji w niskich pasmach obciążenia będą prowadziły do niskiego kosztu marginalnego energii - tę energię można wykorzystać do wytworzenia i magazynowania wodoru. Jednak przy zakładanej skali rozwoju OZE oraz znacznym nasyceniu samochodami elektrycznymi tych nadwyżek prawdopodobnie nie będzie wystarczająco dużo, żeby wodór odgrywał bardziej istotną rolę. Przy założeniu znacząco większego rozwoju niesterowalnych OZE rola wodoru by wzrosła, wydaje się jednak, że wyższe od zakładanego tempo rozwoju OZE byłoby bardzo trudne do osiągnięcia zarówno ze względu na skalę inwestycji w same jednostki wytwórcze jak również niezbędny rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.

5.2. Transport

5.2.1. Redukcje emisji CO_2 w sektorze transportu

124. W celu osiągnięcia neutralności klimatycznej, Polska powinna zredukować emisje CO_2 w transporcie o ok. 60% do 2050 roku w stosunku do 2005 r. Oznacza to, że w drogowym transporcie pasażerskim w 2050 r. emisje powinny być na poziomie ok. 6,8 Mt CO_2, a w transporcie towarowym na poziome 6,4 Mt CO_2. Emisje w lotnictwie zaś, powinny wynosić ok. 2,6 Mt CO_2.

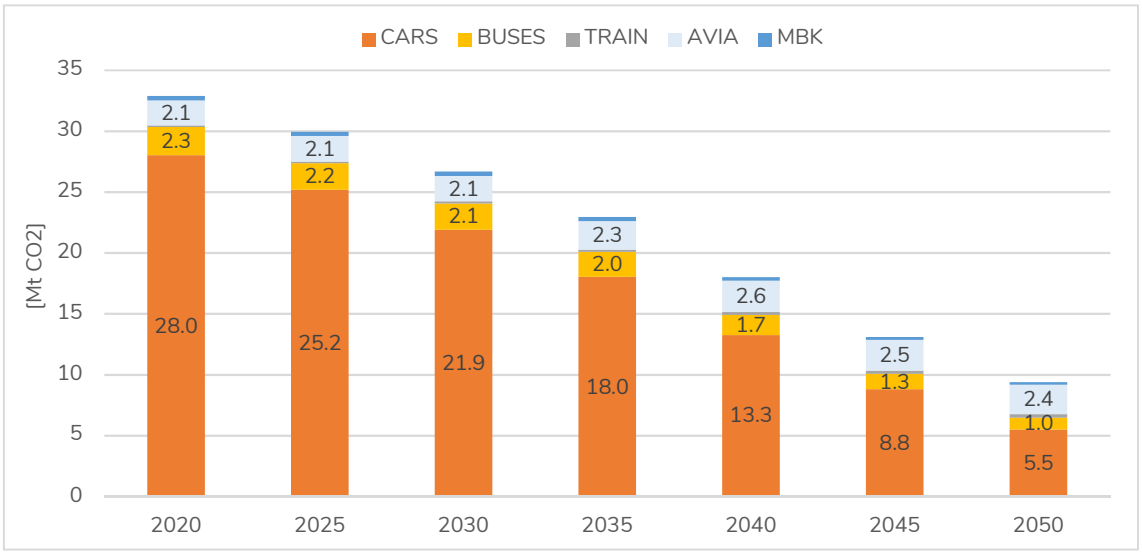
Wykres 21. Emisje CO_2 z sektora transportu wg analizowanych scenariuszy w PL do 2050 r. (bez emisji z wytwarzania energii elektrycznej) [Mt CO_2].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

125. W drogowym transporcie pasażerskim dzięki elektryfikacji floty samochodów osobowych emisje z ich eksploatacji spadłyby w 2050 roku do poziomu 5,5 Mt CO_2. Emisje z autobusów zmniejszałyby się z poziomu ok. 2,5 Mt CO_2 w 2020 r. do poziomu ok. Mt 1 CO_2 w 2050 r. w wyniku zarówno elektryfikacji jak i substytucji przejazdów zbiorowych drogowych na rzecz przejazdów kolejowych. Większa mobilność międzynarodowa zwiększa zapotrzebowanie na transport lotniczy ponad dwukrotnie w okresie 2020–2050. Pomimo zwiększonej aktywności w lotnictwie emisje pozostają na niezmienionym poziomie, ok. 2 Mt CO_2. Jest to rezultatem ograniczenia intensywności emisji na pasażerokilometr wynikającego w postępu technologicznego, jak i wykorzystywania paliw syntetycznych.

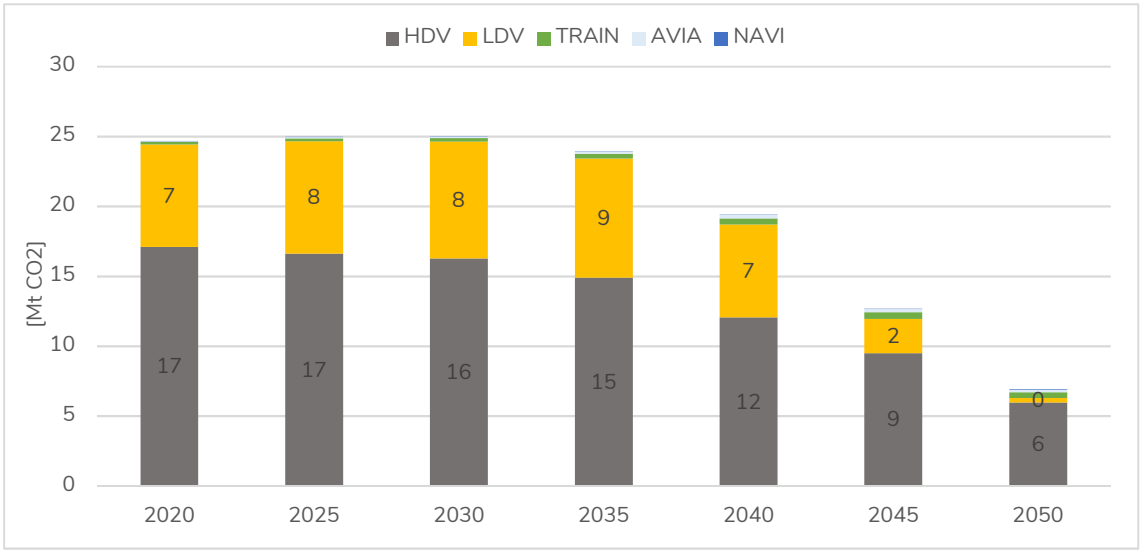
Wykres 22. Emisje CO_2 w transporcie pasażerskim w Polsce wg typów aktywności (scenariusz NEU) [Mt CO_2].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

126. Transportowa aktywność towarowa w Polsce jak i emisje z nią powiązane są szczególnie istotne na tle aktywności w UE. Przewóz towarów w Polsce stanowi 9% ogółu transportu towarów w UE. W kontekście osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r. konieczna jest istotna transformacja środków przewozów towarów. W scenariuszu NEU lekki transport towarowy (LDV) zostaje w 100% zelektryfikowany. Dzięki elektryfikacji i wodoryzacji ciężkiego transportu towarowego emisje z HDV zostają ograniczone 3-krotnie do 2050 r. do poziomu ok. 6 Mt CO_2.

Wykres 23. Emisje CO_2 w transporcie towarowym w Polsce (scenariusz NEU) [Mt CO_2].

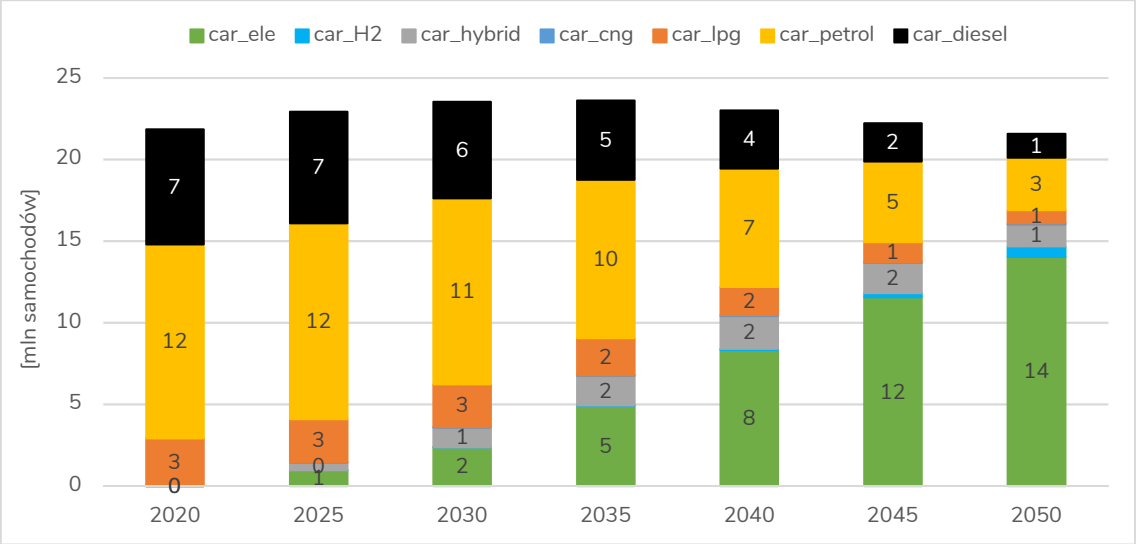


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.2. Park pojazdów w transporcie pasażerskim

127. Aktualny park aut osobowych w Polsce pokazuje jak istotnym elementem w procesie redukcji emisji CO_2 będzie promocja elektromobilności i podejmowanie działań mających na celu zmianę decyzji konsumentów przy wyborze nowego auta. Dotyczy to, z jednej strony odpowiednio skonstruowanych rozwiązań finansowych, jak np. dopłat bezpośrednich, czy nisko- lub zero-oprocentowanych kredytów, a z drugiej strony dynamicznej rozbudowy infrastruktury ułatwiającej korzystanie z zeroemisyjnych aut osobowych (szybkie stacje ładowania, stacje tankowania wodoru)[46]. Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że w scenariuszu neutralności klimatycznej (NEU) auta elektryczne będą odpowiadały za 50% aktywności wszystkich samochodów osobowych w okolicach 2045 roku, a do 2050 będą one stanowić ok. 65% parku samochodów osobowych w Polsce. W tym samym czasie auta z silnikami zasilanymi wyłącznie olejem napędowym i benzyną (w tym również auta z instalacjami LPG) zmniejszą swój udział do ok. 25% w 2050 roku, co przekłada się na prawie 5,5 mln sztuk tych pojazdów.

Wykres 24. Park samochodów osobowych w Polsce w latach 2020-2050 (scenariusz NEU) [mln sam.].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

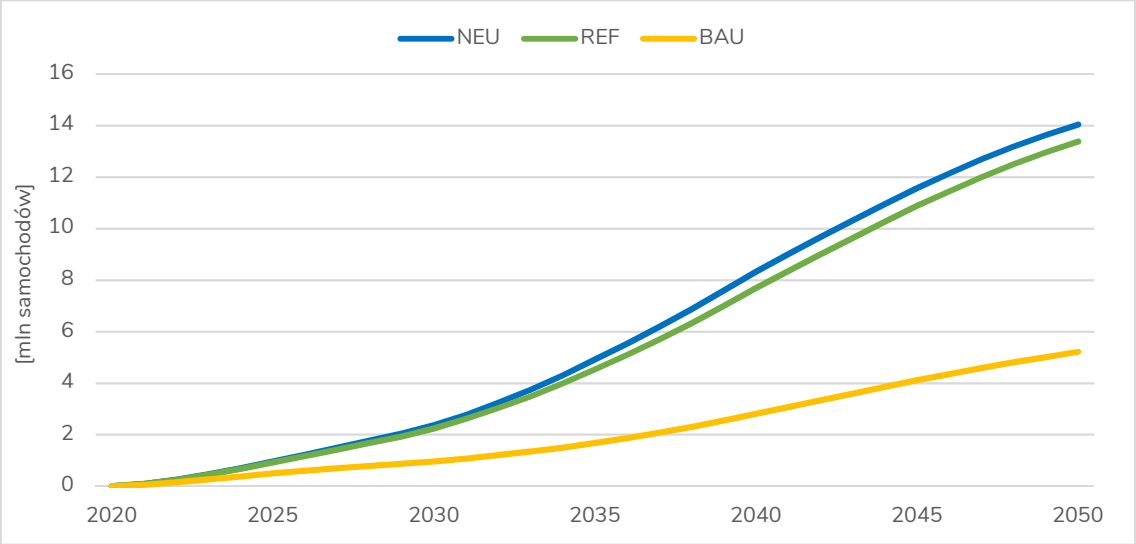
128. Elektryczne auta osobowe będą odgrywać kluczową rolę w redukcji emisji CO_2 w transporcie pasażerskim. Zarówno postęp technologiczny jak i konieczność odchodzenia od aut z silnikami ICE[47] powodują, że do 2050 roku liczba aut elektrycznych w Polsce wzrośnie do poziomu od 13-14 mln szt. w przypadku scenariuszy REF i NEU. Jest to wielkość o ok. 2,5 razy wyższa niż w przypadku scenariusza BAU, gdzie liczba tych pojazdów oscyluje

[46] Wg Polskiego Stowarzyszenia Paliw Alternatywnych na koniec maja 2021 w Polsce było 1498 stacji ładowania (1002 stacji ładowania prądem przemiennych (AC) i 496 stacji szybkiego ładowania prądem stałym (DC)). Jest to wzrost o ok. 28 % względem roku poprzedniego. https://pspa.com.pl/research/licznik-elektromobilnosci/ [dostęp 23.06.2021]

[47] ICE (z ang. Internal Combustion Engine) samochody z silnikami benzynowymi lub diesla.

na poziomie ok. 5 mln sztuk w 2050 r. Ma to związek ze znacznie wyższymi nałożonymi kosztami ponoszonymi przez użytkowników aut z silnikami ICE zarówno w scenariuszu REF, jak i NEU w stosunku do BAU, jak również z wcześniej wspomnianym spadkiem cen nowych aut elektrycznych w wyniku postępu technologicznego. Wzrost liczby aut elektrycznych w Polsce w latach 2020-2050 przedstawia wykres 25. Niewielkie różnice pomiędzy scenariuszem REF i NEU w liczbie osobowych samochodów elektrycznych oznaczają, że podniesienie celu redukcyjnego w scenariuszu NEU w większym stopniu wymusza zmiany w pozostałych aktywnościach transportowych. Dodatkowe redukcje będą osiągane poprzez korzystanie z transportu zbiorowego, a w przypadku transportu towarowego poprzez elektryfikację i wodoryzację.

Wykres 25. Liczba aut elektrycznych w Polsce do 2050 r. wg analizowanych scenariuszy [mln sam.].



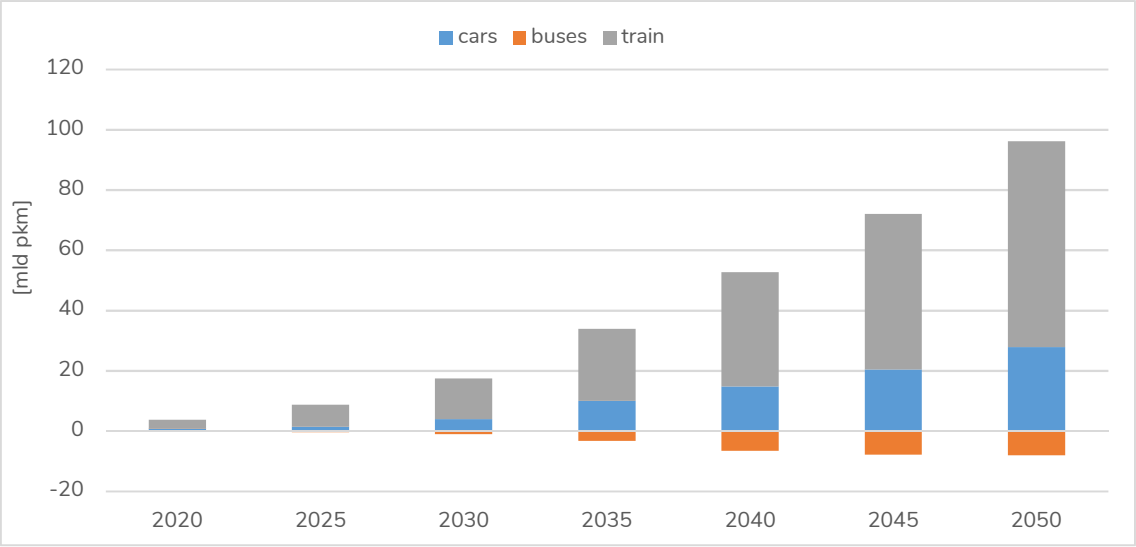
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.3. Zmian struktury przejazdów pasażerskich

129. Kolejnym istotnym elementem przyczyniającym się do redukcji emisji w transporcie pasażerskim jest zmiana preferencji konsumentów związana z wyborem środka transportu. Wykres 26 przedstawia różnicę w aktywnościach pomiędzy scenariuszem NEU, a scenariuszem BAU dla trzech typów aktywności pasażerskiej (auta osobowe, kolej i autobusy). Uzyskane wartości wskazują na wysoki wzrost aktywności transportu kolejowego (prawie 3-krotny wyższy poziom pasażerokilometrów w stosunku do BAU) oraz aut osobowych (+10% w stosunku do BAU). W przypadku autobusów następuje spadek aktywności, co wynika z utrzymującego się, dużego udziału autobusów z silnikami diesla (35% w 2050 r. – scenariusz NEU), w przypadku których rośnie istotnie średni koszt przejazdu na pasażera. Ponadto, autobusy nisko i zeroemisyjne cechują się krótszym zasięgiem od autobusów z silnikami diesla i stosowane są głównie w komunikacji miejskiej,

szczególnie w dużych miastach. Uzyskane wyniki wskazują, że promocja i szerokie wsparcie dla transportu publicznego (kolej, komunikacja miejska) może istotnie przyczynić się do ograniczania emisji CO_2.

Wykres 26. Zmiana aktywności w transporcie pasażerskim (scenariusz NEU vs BAU) [mld pkm].



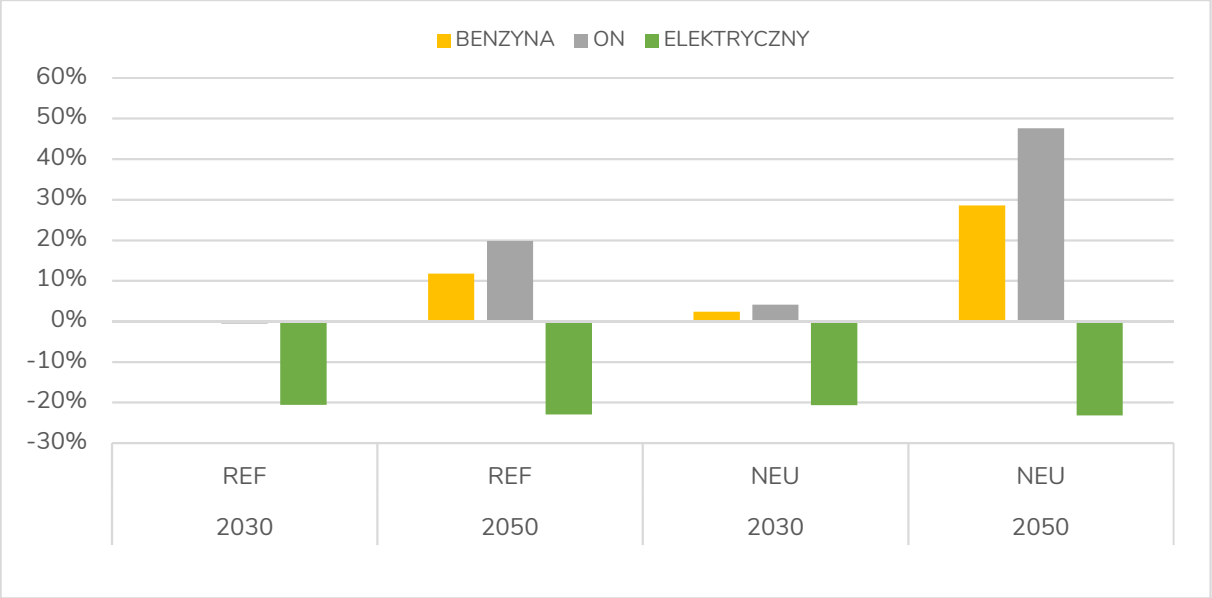
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.4. Koszty dla użytkowników

130. Na wykresie 27 zostały przedstawione procentowe różnice pomiędzy średnimi kosztami ponoszonymi przez użytkowników samochodów osobowych (ICE oraz elektrycznych) w scenariuszach REF i NEU w stosunku do BAU. Koszty te uwzględniają koszt paliwa, utrzymania i zakupu środka transportu (są to średnie koszty na 1km).

131. Dla samochodów z silnikami wewnętrznego spalania koszt eksploatacji samochodów osobowych zależy od emisyjności danej technologii i kosztów redukcji w sektorze transportu. W scenariuszu REF wzrost kosztów będzie istotny po 2030 roku i może wzrosnąć o 10-15% w 2050 dla samochodów zasilanych benzyną i olejem napędowym. W scenariuszu NEU dynamika wzrostu kosztów jest wyższa i prowadzi w rezultacie do zwiększenia kosztów od 30% do 50% w 2050 roku w zależności od wykorzystywanego paliwa. W przypadku aut elektrycznych koszty eksploatacji są niższe w obu scenariuszach o ok. 20% ze względu na rozwój technologii oraz brak dodatkowych obciążeń powiązanych z emisjami (technologia zeroemisyjna).

Wykres 27. Zmiana średnich kosztów ponoszonych przez użytkowników. Odchylenie od scenariusza bazowego (BAU) – samochody osobowe w PL [%].

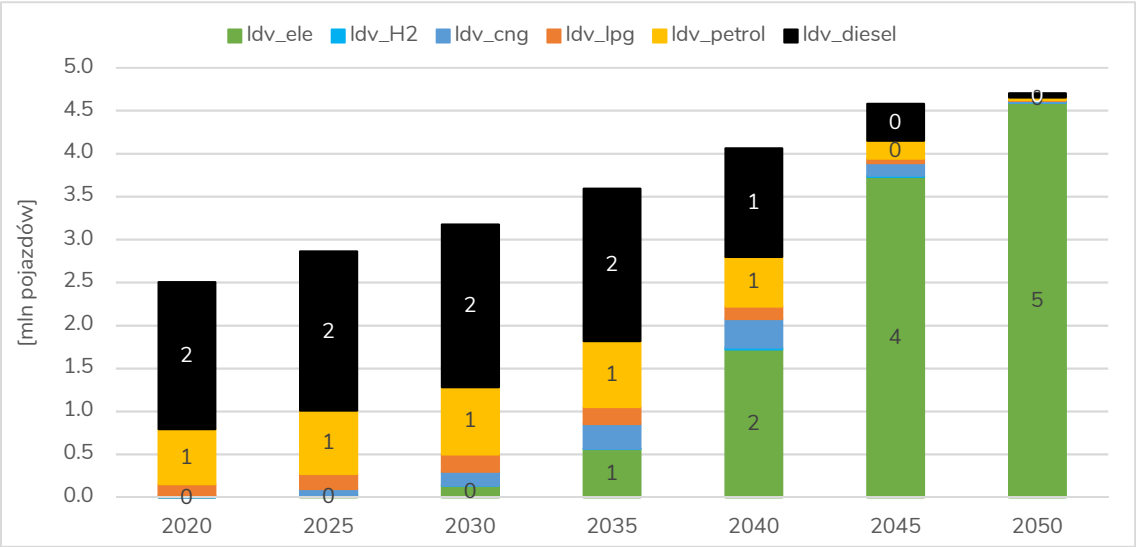


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.5. Flota pojazdów w transporcie towarowym

132. Wykres 28 ilustruje transformację floty segmentu lekkich aut dostawczych (do 3,5 t ładowności). W wyniku rosnącego zapotrzebowania na usługi transportowe, liczba aut dostawczych w 2050 r. wzrasta o niemal 90% w stosunku do roku 2020 (z poziomu 2,5 mln w 2030 do ok 4,7 mln w 2050 r.). Zakładany w modelu TR^{3}E rozwój technologii, przekładający się na spadek cen pojazdów elektrycznych oraz rosnących koszty związane z użytkowaniem aut z silnikami ICE sprawiają, że od 2030 r. do floty aut dostawczych zaczynają dołączać pojazdy elektryczne. W 2040 r. pojazdy te stanowią ok. 50% lekkich samochodów dostawczych w Polsce, a do roku 2050 zastępują w pełni pojazdy z silnikami ICE.

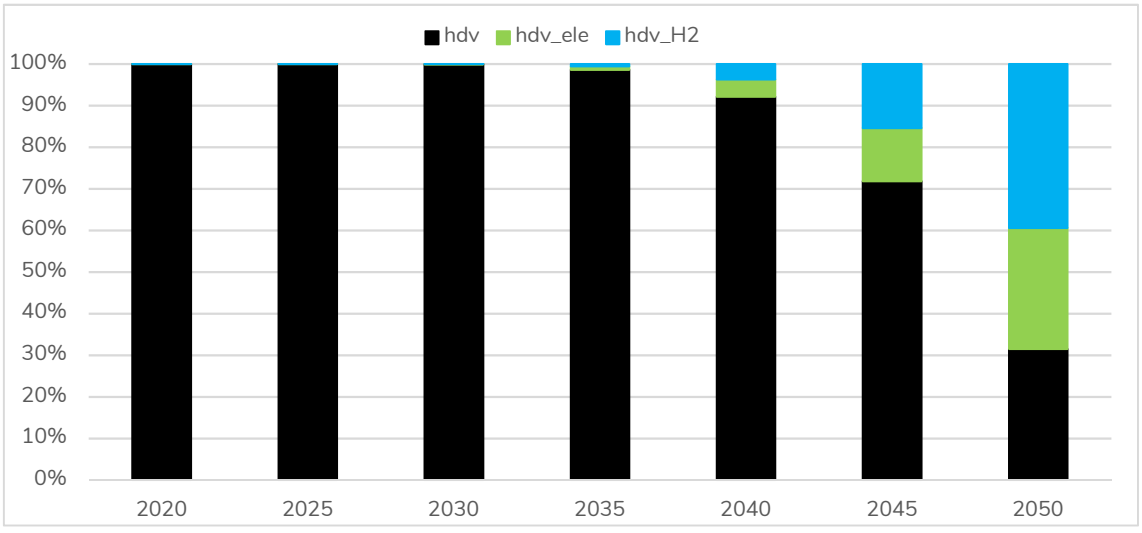
Wykres 28. Flota lekkich aut dostawczych (LDV) w Polsce w latach 2020–2050 (scenariusz NEU) [mld pojazdów].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

133. W przypadku ciężkich aut dostawczych (HDV) zmiana floty następuje znacznie wolniej. Jest to spowodowane znacznymi koszty nowych technologii oraz rozwojem niezbędnej infrastruktury, tj. stacji ładowania, sieci ERS (ang. Electric Road System), czy stacji tankowania wodoru. W 2050 roku nisko- i zeroemisyjne pojazdy ciężarowe będą stanowiły ok. 65% całej floty, z czego pojazdy z silnikami wykorzystującymi wodór będą stanowiły ok. 40%, co wskazuje na istotne wykorzystanie tego typu paliwa w tym segmencie sektora transportu. Taka zmiana struktury aut ciężarowych prowadzi do zmniejszenia ich łącznej emisji CO_2 z poziomu ok. 17 Mt w 2020 r. do ok. 6 Mt w 2050 r. (w przypadku scenariusza NEU).

Wykres 29. Struktura aut ciężarowych w Polsce w latach 2020–2050 (scenariusz NEU) [%].

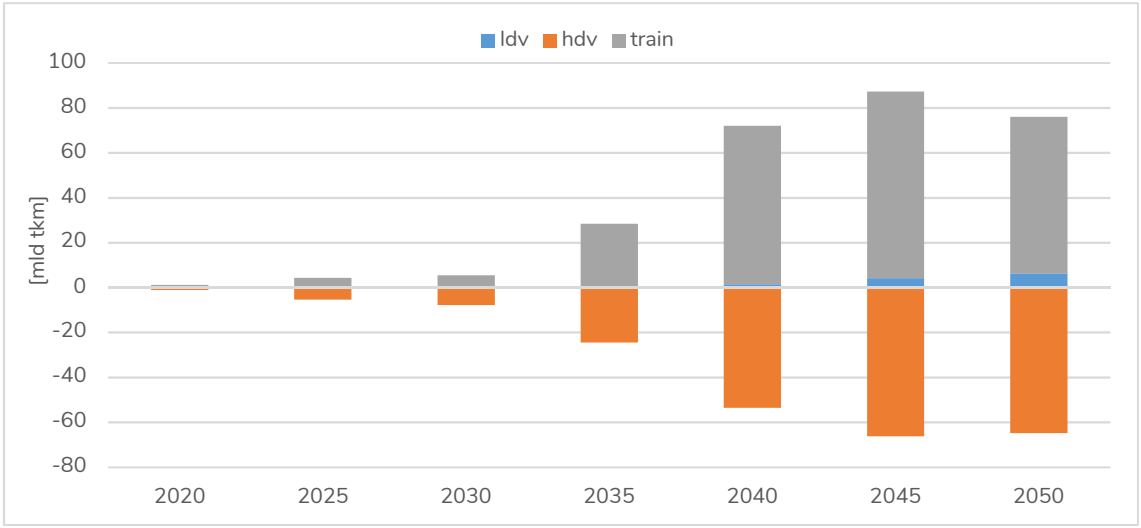


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.6. Zmiana struktury przewozów towarów

134. Na wykresie 30 przedstawiono zmianę aktywności w transporcie towarowym (wyrażoną w tonokilimetrach) dla lekkich pojazdów dostawczych, ciężarowych oraz kolei. W stosunku do scenariusza BAU w przypadku aut ciężarowych widać wyraźnie, że spadek ich aktywności zostanie substytuowany przez transport kolejowy. Między 2045 a 2050 rokiem substytucja ta w dalszym ciągu zachodzi, chodź nieznacznie zmniejsza się. Jest to spowodowane wzrostem liczby aut ciężarowych zasilanych wodorem i ponownym przeniesieniem części aktywności towarowej na transport drogowy.

Wykres 30. Zmiana aktywności towarowej w Polsce do 2050 (scenariusz NEU vs BAU) [mld tkm].

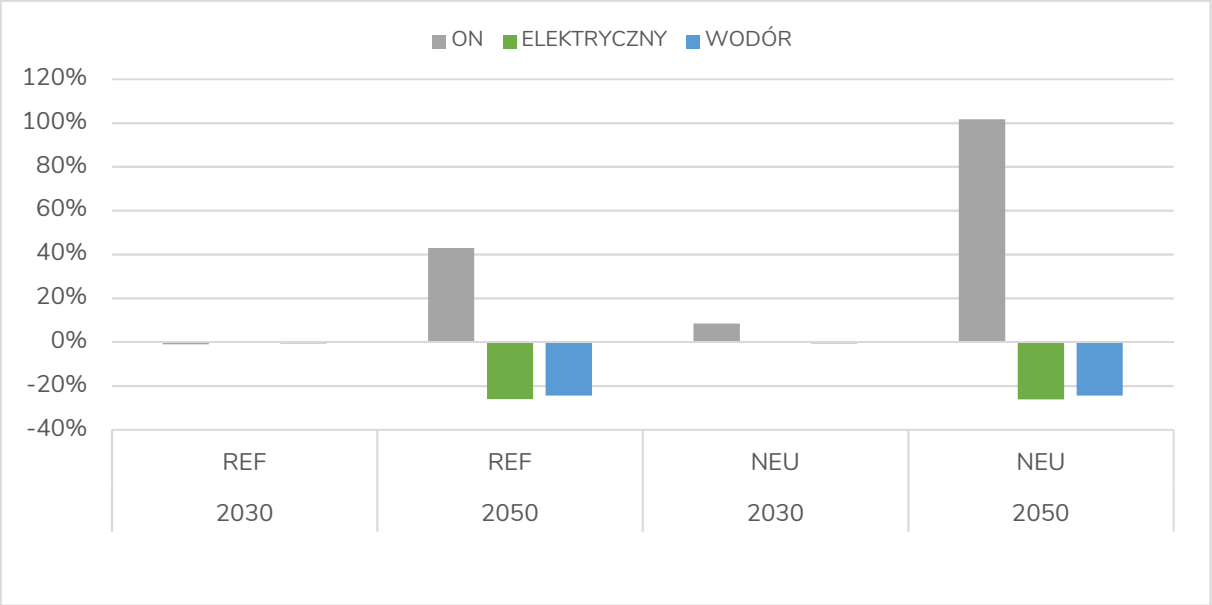


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.7. Zmiana kosztów przewozów towarów

135. W przypadku samochodów ciężarowych zasilanych ON koszty eksploatacji rosną o ok. 40% w scenariuszu REF i o ok. 100% w scenariuszu NEU w 2050 roku ze względu na wysokie emisyjności. Dla samochodów ciężarowych wykorzystujących technologie zeroemisyjne (energia elektryczna i wodór) koszty eksploatacji są niższe o ok. 25 % w 2050 r zarówno w scenariuszu REF jak i NEU.

Wykres 31. Zmiana średnich kosztów ponoszonych przez użytkowników. Odchylenie od scenariusza bazowego (BAU) – samochody ciężarowe powyżej 3,5t w PL [%].

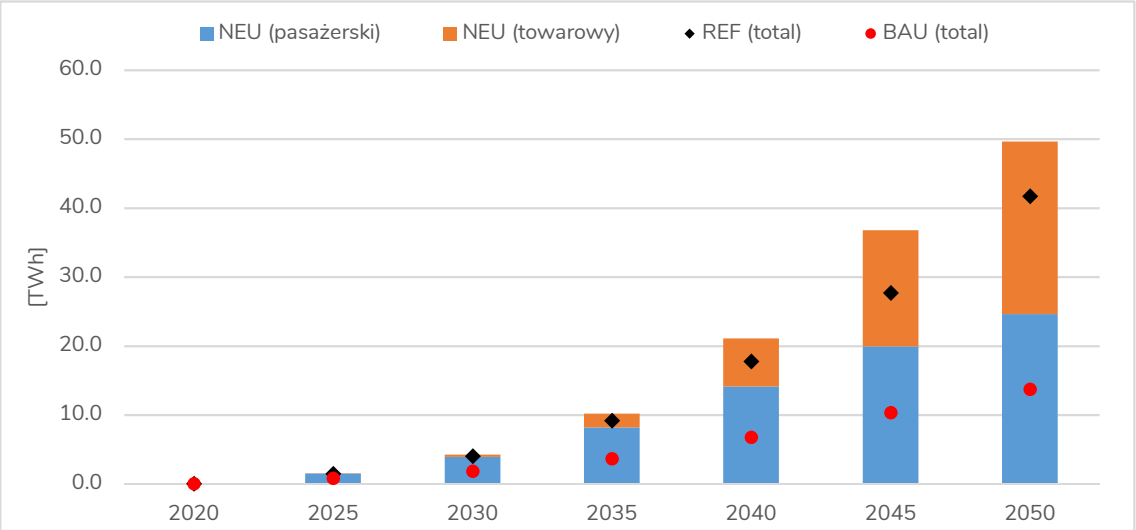


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.8. Zapotrzebowanie na energię elektryczną i wodór związane z transformacją transportu

136. Rozwój elektromobilności zwiększa znacząco zapotrzebowanie na energię elektryczną w polskim systemie elektroenergetycznym. Popyt na energię elektryczną rośnie znacząco po 2035 r. w każdym ze scenariuszy. W scenariuszu NEU w 2035 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną po stronie sektora transportu będzie na poziomie 10TWh, w 2040 r. podwoi się, a następnie osiągnie wartość niemal 40TWh w 2045 r. i około 50TWh w 2050 r. (będzie to stanowiło wzrost zapotrzebowania o ponad 20% - wykres 9, rodz. 5.1.1) . Większy udział w zużyciu energii będzie obserwowany dla transportu pasażerskiego niż towarowego do 2040 r., co wynika z szybszego rozwoju osobowych samochodów elektrycznych niż ciężarowych. W 2050 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną w transporcie pasażerskim i towarowym będzie na podobnym poziomie 25 TWh.

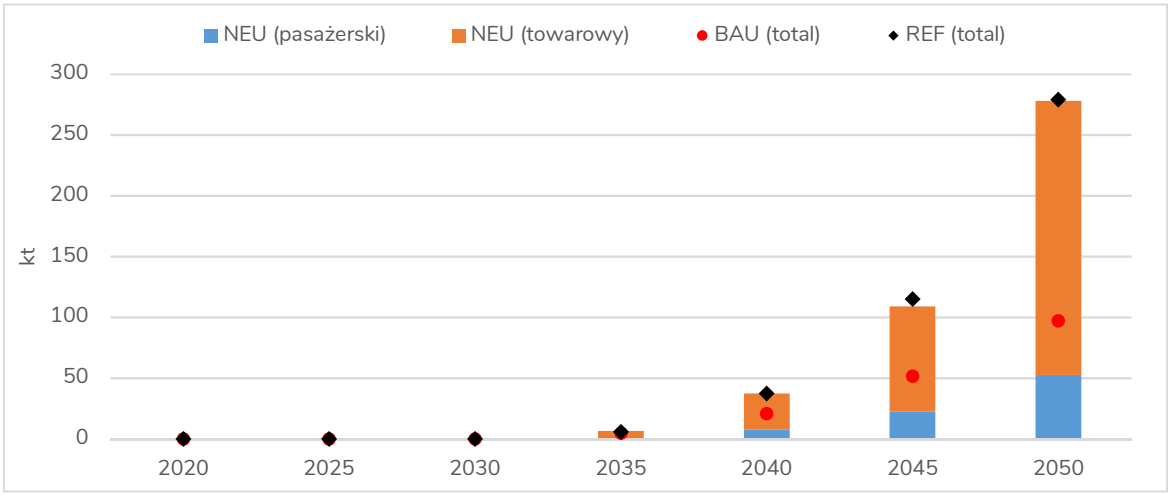
Wykres 32. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w transporcie pasażerskim (samochody elektryczne i autobusy) oraz w towarowym (LDV, HDV) [TWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

137. Rozwój floty pojazdów zasilanych wodorem znajdzie zastosowanie głównie w transporcie towarowym, gdzie udział ciężkich samochodów dostawczych w parku pojazdów będzie na poziomie ponad 30% (w scenariuszu NEU w 2050 r.). Zapotrzebowanie na wodór w transporcie towarowym wyniesie wówczas ok. 230 kt. W transporcie pasażerskim wodorowe samochody osobowe będą stanowiły ok. 3% ogółu (w 2050 r. w scenariuszu NEU), natomiast wodorowe autobusy nieco ponad 10%. Transport pasażerki będzie wówczas wykorzystywał niecałe 20% ogółu całkowitego zapotrzebowania na wodór, tj. ok. 50 kt. Całkowite zapotrzebowanie na wodór w sektorze transportu będzie na poziomie 280 kt).

Wykres 33. Zapotrzebowanie na wodór w transporcie pasażerskim (samochody osobowe i autobusy) oraz w towarowym (LDV, HDV) [kt].



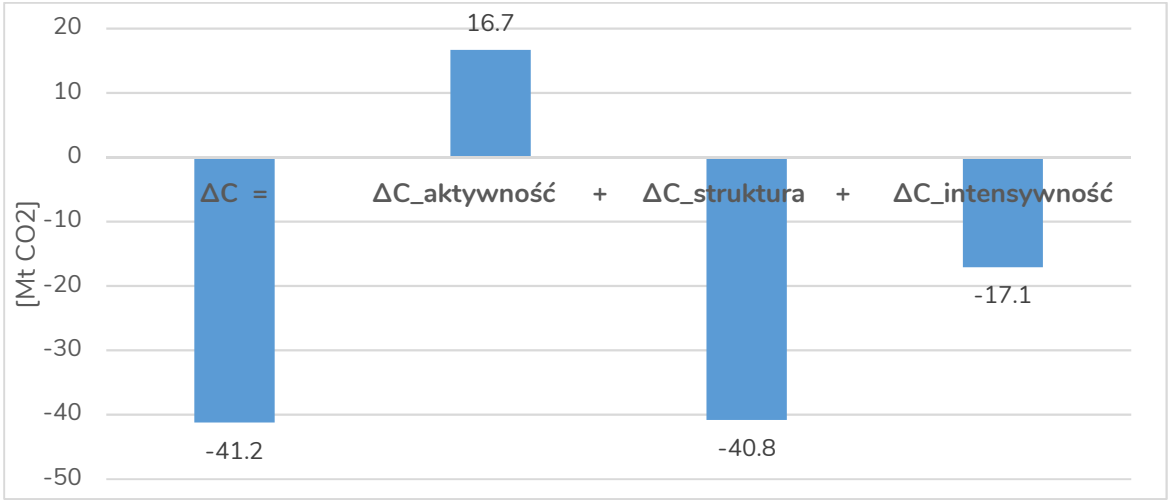
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.2.9. Dekompozycja zmian emisji w okresie 2020 – 2050.

138. Aby ustalić wpływ poszczególnych czynników na zmianę poziomów emisji CO_2 w sektorze transportu podzieliliśmy zmiany emisji na wpływ trzech czynników: aktywności transportowej, zmian strukturalnych przejazdów osób/ przewozów towarów oraz intensywności emisji środków transportu. W tym celu zastosowaliśmy metodę dekompozycji LMDI (Logarithmic Mean Divisia Index) ze względu na łatwość jej wprowadzenia oraz interpretacji wyników[48].

139. Emisje w sektorze transportu w scenariuszu NEU zostały zredukowane o ponad 40Mt CO_2 w okresie 2020-2050. Bez przeniesienia aktywności na środki transportu nisko lub zeroemisyjne oraz bez poprawy emisyjności środków transportu następowałby wzrost emisji CO_2. Wzrost ten wynikałby wprost z rosnącej aktywności transportowej, powiązanej bezpośrednio z rozwojem gospodarczym, wzrostem zamożności społeczeństwa, poprawą jakości infrastruktury transportowej. Efekt wzrost aktywności spowodowałby wówczas zwiększenie się emisji o ponad 17 Mt CO_2. Redukcja emisji w okresie 2020-2050 będzie możliwa dzięki substytucji środków transportu zasilanych paliwami ropopochodnymi pojazdami nisko- i zeroemisyjnymi (elektrycznymi i wodorowymi). Oszacowano, że wpływ zmian strukturalnych na zmianę emisji jest na poziomie ok. 41 Mt redukcji dwutlenku węgla. Trzeci czynnik wpływający na redukcję emisji to intensywność emisji. Składa się na nią poprawa intensywności emisji technologii wykorzystujących paliwa kopalne, jakość paliw oraz zwiększający się udział biopaliw, a także wykorzystanie paliw syntetycznych. Wpływ tego czynnika na redukcję emisji będzie na poziomie 17 Mt CO_2, co zrównoważy wzrost emisji spowodowany rosnącym zapotrzebowaniem na usługi transportowe.

Wykres 34. Dekompozycja zmian emisji w scenariuszu NEU w okresie 2020 – 2050 (wpływ zmian aktywności, zmian strukturalnych i intensywności emisji na poziom emisji) [Mt CO_2].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

[48] B.W. Ang, "Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method?", Energy Policy 2004 vol, 32 oraz B.W. Ang, "LMDI decomposition approach: A guide for implementation", Energy Policy 2015, vol, 86

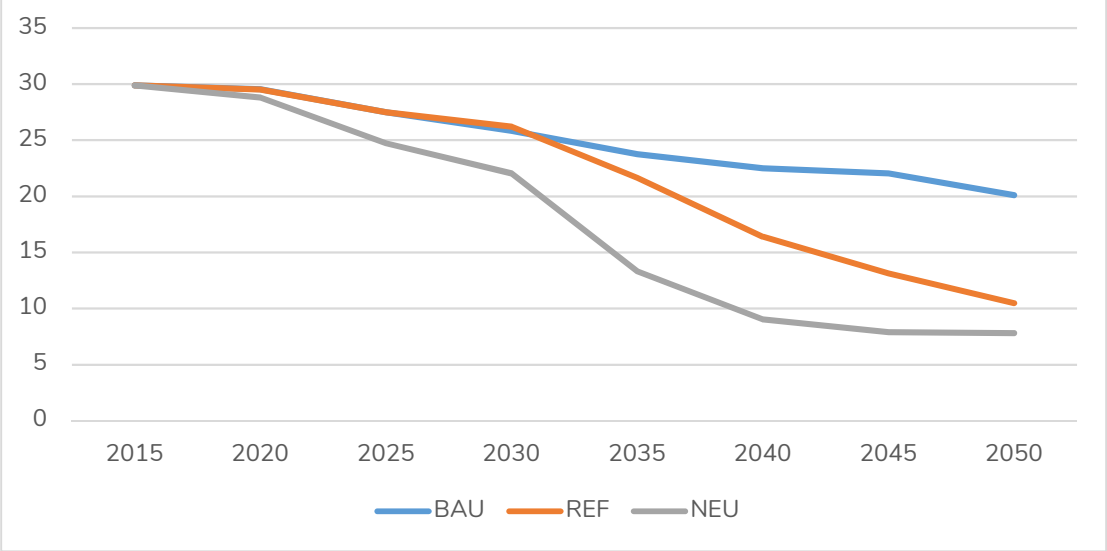
5.3. Rolnictwo

5.3.1. Skutki w zakresie wielkości i struktury produkcji rolnej

5.3.1.1. Wariant 1 - Opłaty za emisję

140. **Wariant 1 - Opłaty za emisję** zakłada wprowadzenie opłaty od emisji gazów cieplarnianych. Opłata ta jest uwzględniana przez gospodarstwa rolne przy optymalizacji struktury produkcji. Ponieważ obciążenie produkcji z poszczególnych rodzajów działalności jest proporcjonalne do ich emisyjności, wprowadzenie opłaty stanowi zachętę do zastępowania bardziej emisyjnych działalności tymi mniej emisyjnymi.

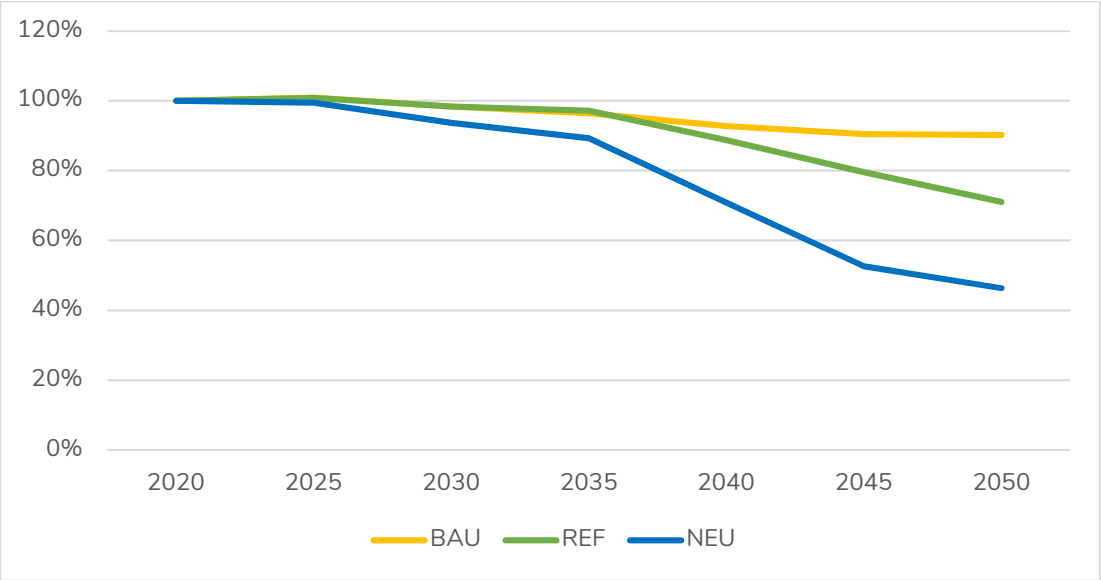
Wykres 35. Łączna emisja gazów cieplarnianych z sektora rolnictwa w rozważanych scenariuszach – Wariant 1 - Opłaty za emisję [Mt CO_2 ekw.].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

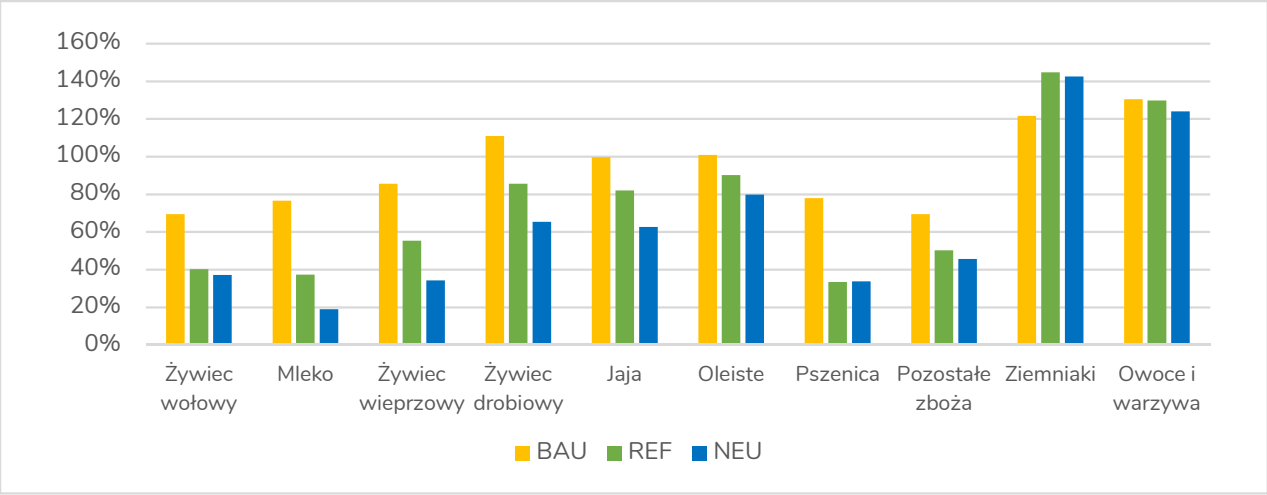
141. Uzyskane wyniki symulacji na modelu EPICA wskazują, że dążenie do ograniczenia emisji z sektora rolnictwa powoduje zarówno zmiany w ilości wytwarzanej produkcji rolniczej (wykres 36), jak i jej strukturze (wykres 37) . W scenariuszu BAU spadek wolumenu produkcji wynosi około 10%. Bardziej ambitne scenariusze będą skutkowały obniżeniem wolumenu produkcji rolniczej odpowiednio o 29% (REF) do nawet ponad 54% (NEU). Tak znaczące ograniczenie produkcji nie będzie dotyczyło wszystkich produktów rolniczych. Ze względu na różny poziom emisji GHG towarzyszący produkcji, a także ze względu na powiązania pomiędzy produkcją poszczególnych produktów rolniczych (np. produkcja pasz dla zwierząt) zmiany poziomu produkcji na skutek przyjętych scenariuszy będą dotyczyły w różnym stopniu poszczególnych analizowanych produktów rolniczych .

Wykres 36. Indeks wolumenu produkcji w latach 2015-2050 w wariancie 1 - Opłaty za emisję [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Wykres 37. Indeks wielkości produkcji w rozbiciu na poszczególne produkty rolnicze w latach 2015-2050 w wariancie 1 - Opłaty za emisję [2015 =100%].



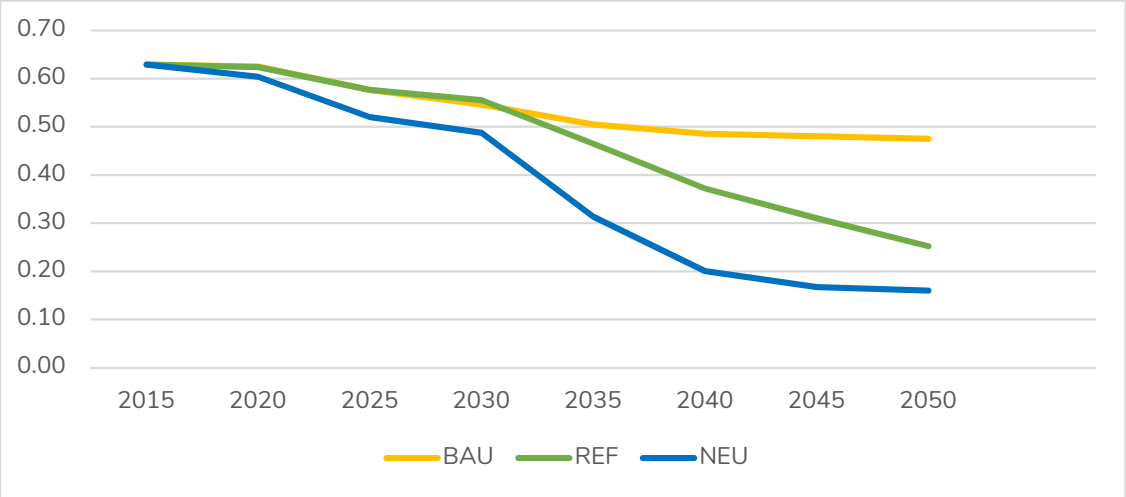
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

142. Największe ograniczenie wielkości produkcji dotyczy produktów zwierzęcych, w szczególności uzyskiwanych w wyniku chowu bydła. Nawet w scenariusz BAU produkcja żywca wołowego i mleka ograniczana jest o niemal odpowiednio 31% i 24%. W scenariuszu NEU spadek produkcji jest bardziej drastyczny i wynosi nawet 80% w przypadku mleka. Nieco mniejsze spadki będą towarzyszyły produktom pochodzącym od drobiu (jaja i żywiec

drobiowy), ze względu na ich mniejszy wpływ na emisji GHG. W przypadku produkcji roślinnej spadek produkcji zbóż na wynika głównie z ograniczenia zapotrzebowania na pasze w wyniku spadku produkcji zwierzęcej. Ograniczenia emisji na skutek wprowadzonej opłaty za emisję wymuszają również niewielki spadek produkcji roślin oleistych. Z drugiej strony na skutek dostosowań w poziomie konsumpcji we wszystkich rozważanych scenariuszach można oczekiwać wzrostu produkcji roślin okopowych oraz owoców i warzyw nawet o 47% w stosunku do roku 2015.

143. Zmniejszenie wolumenu produktów zwierzęcych skutkuje znaczącym ograniczeniem liczebności stad, co w efekcie prowadzi do zmniejszenia obsady zwierząt gospodarskich (Wykres 38). Zmniejszenie liczby zwierząt w relacji do powierzchni użytków rolnych będzie obserwowane począwszy od roku 2030. W scenariuszu NEU można spodziewać się spadku do poziomu około 0.2 LU[49] na ha użytków rolnych.

Wykres 38. Obsada zwierząt gospodarskich – Wariant 1 - Opłaty za emisję [LU/ha].



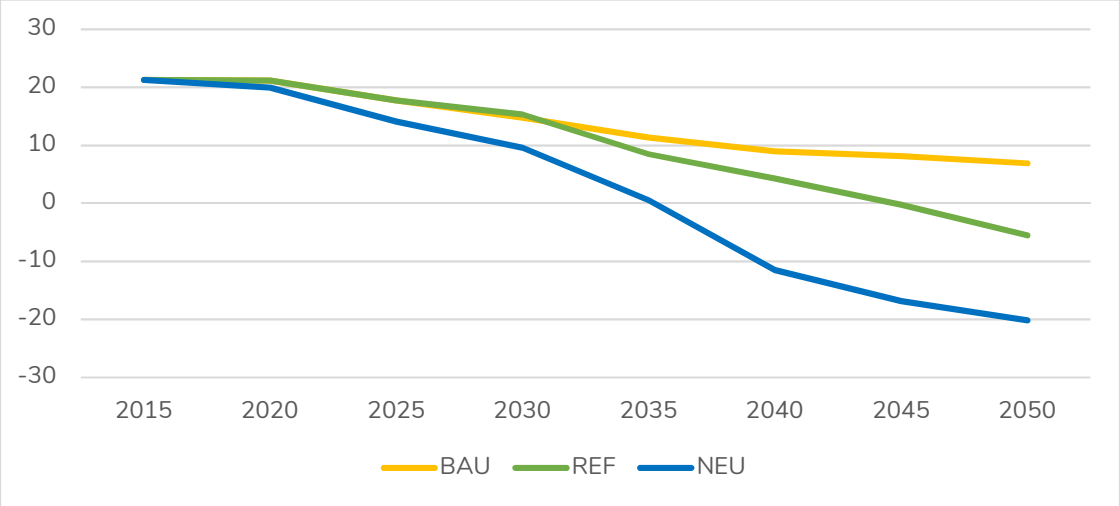
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

144. Jednym z ważniejszych celów wspólnej polityki rolnej UE jest zapewnienie rolnikom odpowiedniego poziomu dochodów. Przyjęcie założeń wariantu 1 w modelu EPICA, zakładającego nałożenia na rolnictwo opłat za emisje analogiczne jak na pozostałe sektory non-ETS będzie skutkować znaczącym ograniczeniem dochodów rolników (wykres 39).

[49] LU – Livestock Unit (LU) jest używaną przez Eurostat jednostką referencyjną, która ułatwia agregację inwentarza żywego różnych gatunków i w różnym wieku dzięki zastosowaniu określonych współczynników ustalonych początkowo na podstawie zapotrzebowania żywieniowego lub paszowego dla każdego typu zwierząt. Jednostką referencyjną stosowaną do obliczania jednostek żywego inwentarza (=1 LU) jest krowa mleczna produkująca 3000 kg mleka rocznie.

Znaczące obniżenie dochodów, mimo założenia wsparcia z tytułu WPR[50] na poziomie roku 2015, wynika z ograniczenia produkcji, co wiąże się ze stratą części dochodów oraz obłożenia emisji wynikając ej z pozostałej produkcji opłatami. W praktyce zastosowanie takiego rozwiązania już w scenariuszu BAU doprowadziłoby do zmniejszenia poziomu dochodu gospodarstw rolniczych o ponad 2/3. Przyjęcie bardzie ambitnych założeń (REF, NEU) skutkowałoby już od roku 2030 generowaniem strat przez gospodarstwa rolnicze sięgających w skrajnym przypadku (NEU, w roku 2050) 20 mld PLN w skali roku. Wskazuje to na konieczność rozważenia innych sposobów motywowania rolników do ograniczenia emisji GHG, co zostało przetestowane w kolejnych wariantach na modelu EPICA.

Wykres 39. Dochody uzyskiwane przez sektor gospodarstw rolniczych w wariancie 1 - Opłaty za emisję [mld PLN/rok].



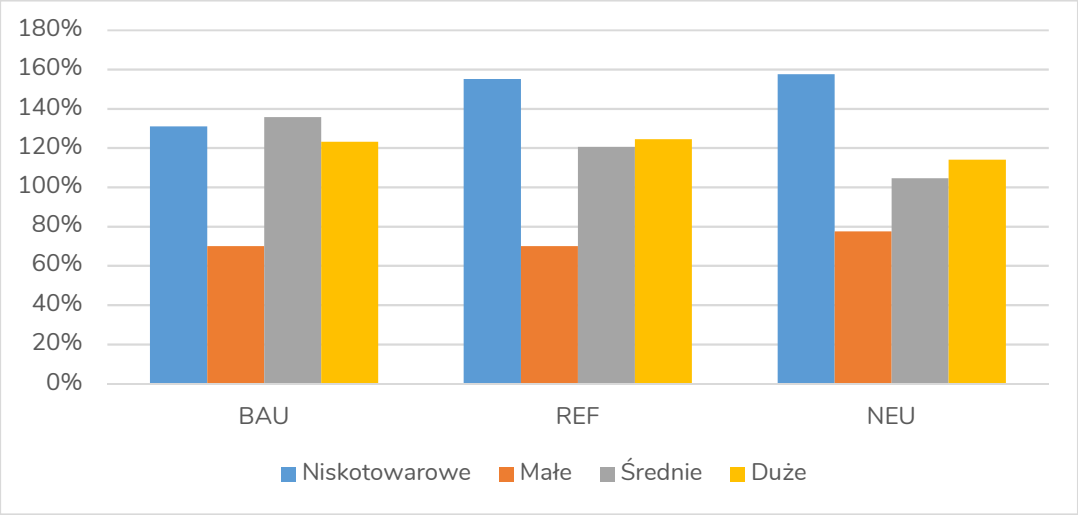
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

145. Konieczność ograniczenia emisji GHG, związane z tym dostosowania wolumenu produkcji oraz związany z przyjętymi założeniami spadek dochodowości będzie wywierał presję na zmiany struktury gospodarstw (wykres 40). Skutkiem scenariusza BAU jest kontynuacja już obecnie obserwowanych tendencji. Kosztem najmniejszych gospodarstw towarowych rozwijają się gospodarstwa średnie oraz największe, przybywa również gospodarstw niskotowarowych, stanowiących głównie miejsce zamieszkania rodziny rolnika i produkujących na ich potrzeby. W przypadku scenariusza REF tempo zwiększania liczby średnich i dużych gospodarstw się zmniejsza, co pogłębia się w scenariuszu NEU. Przyjęcie tak ambitnych założeń redukcyjnych powoduje wypadanie z rynku najmniej efektywnych gospodarstw towarowych oraz sprzyja zwiększaniu liczby gospodarstw niskotowarowych, których liczba wzrasta o ponad 50%. Wynika to z niewielkiego wolumenu produkcji (a tym

[50] Wspólna polityka rolna

samym niewielkiej emisji) oraz niewielkich kosztów stałych funkcjonowania tych gospodarstw. Należy podkreślić, że zmiany na jakie wskazują wyniki scenariusza NEU są niekorzystne z punktu widzenia przemian strukturalnych w sektorze gospodarstw rolniczych w Polsce.

Wykres 40. Zmiany w liczbie gospodarstw rolniczych wg wielkości ekonomicznej do roku 2050 w wariancie 1 - Opłaty za emisję [2015=100%].



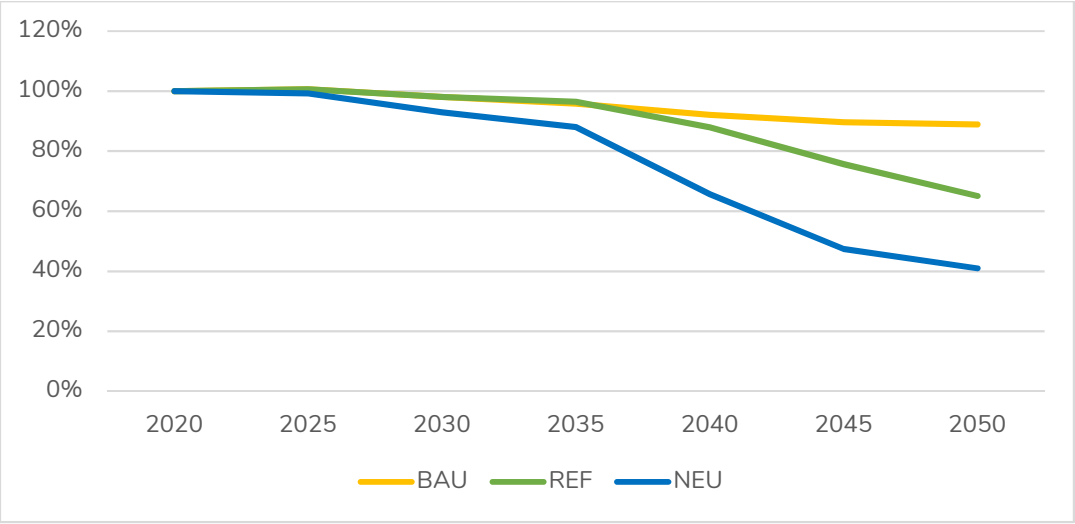
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.3.1.2. Wariant 2 - Limitu emisji

146. **Wariant 2 - Limitu emisji** zakłada narzucenie celu redukcyjnego na sektor rolnictwa. Gospodarstwa rolne nie muszą ponosić dodatkowych opłat za emisje, ale muszą dostosować swoją strukturę produkcji, tak aby sprostać narzuconemu ograniczeniu emisji GHG. Podobnie jak w wariancie 1 - Opłaty za emisję, ostateczne decyzje gospodarstw zależą również od zmian cen rynkowych produktów rolnych, które będą zależeć od elastyczności konsumentów w dostosowywaniu swojego koszyka.

147. Przyjęcie założeń **wariancie 2 - Limitu emisji** w modelu EPICA prowadzi do nieznacznie większego (do 5 punktów procentowych w scenariuszu NEU w roku 2050) ograniczenia wolumenu produkcji (wykres 41). Wynika to z wymuszonego ograniczenia emisji na poziomie poszczególnych typów gospodarstw. Założenie to jakkolwiek skuteczne z punktu widzenia ograniczenia emisji powoduje mniej efektywną alokację produkcji. Nawet mniej efektywne, pod względem emisyjności produkcji, typy gospodarstw rolniczych dysponujące limitem emisji GHG mogą kontynuować produkcję.

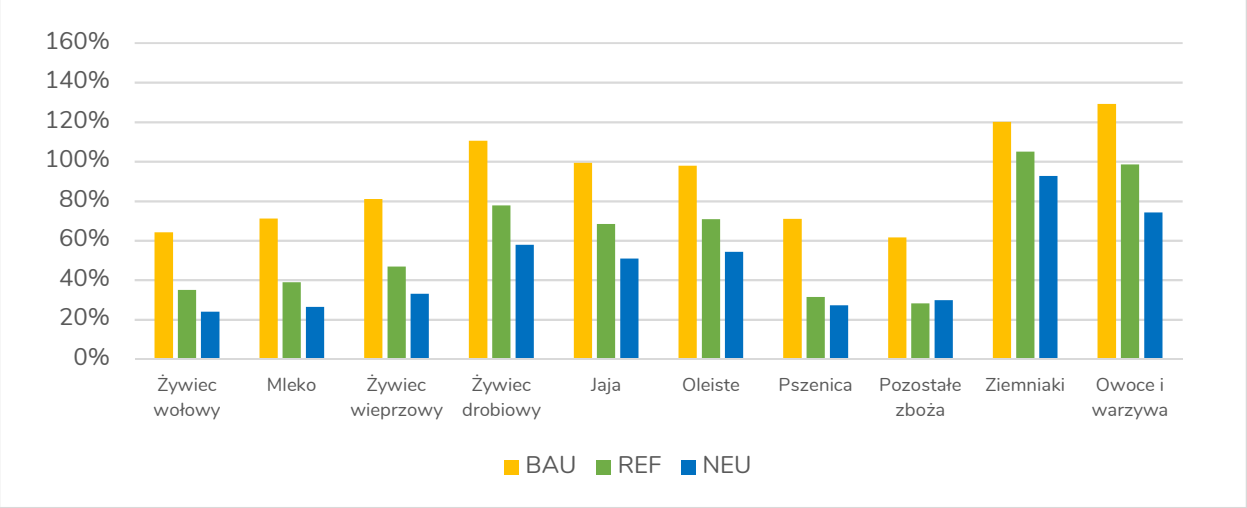
Wykres 41. Indeks wolumenu produkcji w latach 2015-2050 w wariancie 2 - Limitu emisji [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

148. Przyjęcie założeń **wariantu 2 - Limitu emisji** będzie skutkowało podobnymi do wariantu 1 - Opłaty za emisję zmianami w odniesieniu do wolumenu produkcji poszczególnych produktów rolniczych (wykres 42). Można jednak wskazać pewne różnice. Zmniejszenie produkcji będące następstwem najbardziej ambitnego scenariusza NEU powoduje spadek wolumenu produkcji wszystkich produktów poniżej poziomu z roku 2015. Wynika to z nałożenia ograniczeń emisji na wszystkie gospodarstwa, m.in. ogrodnicze, co będzie prowadzić do ograniczenia produkcji owoców i warzyw, która ze względu na specyficzny charakter oraz wymagane kompetencje nie może być prowadzona w innych gospodarstwach

Wykres 42. Indeks wielkości produkcji w rozbiciu na poszczególne produkty rolnicze w latach 2015-2050 w wariancie 2 - Limitu emisji [2015 =100%].

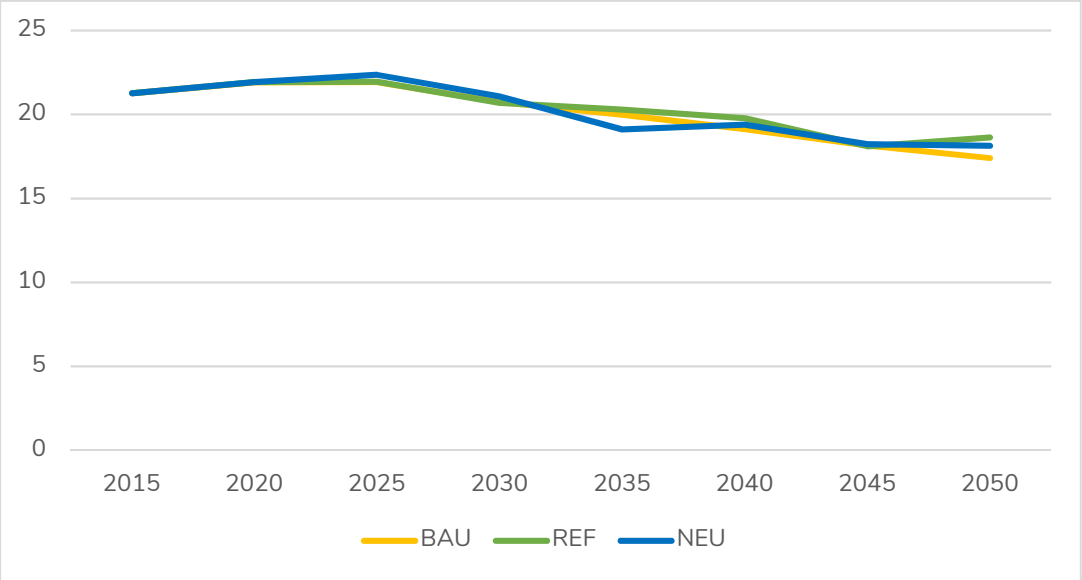


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

149. Podobnie jak w wariancie 1 - Opłaty za emisję w **wariancie 2 - Limitu emisji** ograniczenie wolumenu produkcji zwierzęcej prowadzi do ograniczenia obsady zwierząt w relacji do powierzchni użytków rolnych. Skala oraz kierunek zmian są bardzo zbliżone jak w wariancie 1 - Opłaty za emisję.

150. Zmiany dochodów gospodarstw uzyskiwanych w **wariancie 2 - Limitu emisji** mają diametralnie różny przebieg w porównaniu do wariantu 1 - Opłaty za emisję (wykres 43). Ze względu na brak konieczności odprowadzania opłat z tytułu emisji dochody gospodarstw zmniejszają się na skutek zmniejszenia produkcji wywołanego przez ograniczenia emisji. Ta strata jest w dużym stopniu rekompensowana wzrostem cen produktów rolniczych. W efekcie w **wariancie 2 - Limitu emisji** będzie skutkował obniżeniem nominalnych dochodów sektora gospodarstw w zakresie 10-15%. Mając jednak na uwadze wyniki modelu d-Place wskazujące na postępujący wzrost PKB nawet niewielki spadek nominalnych wartości dochodu oznaczałby realne pogorszenie sytuacji dochodowej rolników.

Wykres 43. Dochody uzyskiwane przez sektor gospodarstw rolniczych w wariancie 2 - Limitu emisji [mld PLN/rok].

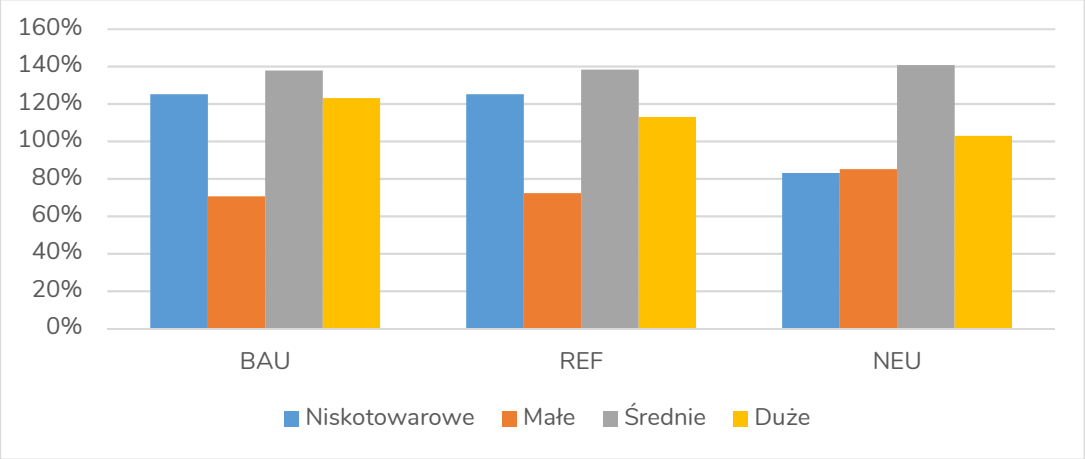


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

151. Przyjęcie założeń **wariancie 2 - Limitu emisji** w inny sposób będzie oddziaływać na przemiany strukturalne sektora gospodarstw rolniczych. W mniej ambitnych scenariuszach (BAU i REF) kontynuowane są obecnie obserwowane zmiany prowadzące do koncentracji w sektorze gospodarstw towarowych (wykres 44). W **wariancie 2 - Limitu emisji** w nieco większym stopniu zwiększa się udział gospodarstw średnich, które mają większe możliwości dostosowań ze względu na niższy początkowy poziom intensywności produkcji.

Gospodarstwa największe w dużym stopniu ten potencjał wykorzystały wcześniej, a wobec założenia solidarnego zmniejszania emisji mają bardziej ograniczone możliwości dostosowania, co uwidacznia się w najbardziej ambitnym scenariuszu redukcyjnym NEU.

Wykres 44. Zmiany w liczbie gospodarstw rolniczych wg wielkości ekonomicznej do roku 2050 w wariancie 2 - Limitu emisji [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

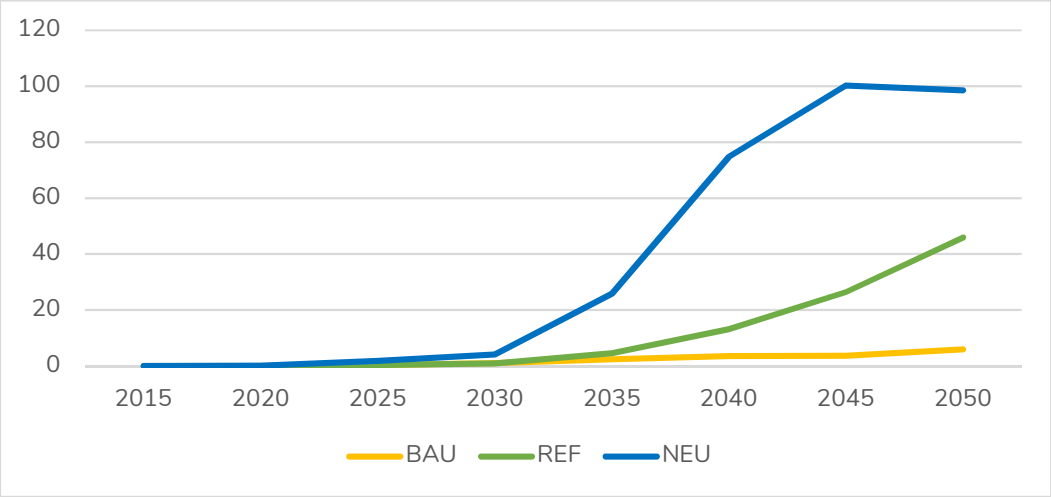
5.3.1.3. Wariant 3 - Subsydiów

152. **Wariant 3 - Subsydiów** zakłada osiągnięcie takiego samego poziomu redukcji emisji GHG jak w wariant 2 - Limitu emisji, ale za pomocą innych instrumentów. Założono, że ograniczenie emisji GHG zostanie osiągnięte poprzez wdrożenie systemu rekompensat, których przyznanie warunkowane byłoby obniżeniem ilości emitowanych gazów cieplarnianych. Model w tym wariancie pozwoli oszacować, jakie rekompensaty w przeliczeniu na tonę GHG byłyby wymagane, aby osiągnąć dany cel redukcyjny oraz jakie byłyby całkowite koszty sfinansowania takiego systemu dopłat w horyzoncie 2050.

153. Zaproponowane w **wariancie 3 - Subsydiów** podejście ma na celu wrażliwość rolników na ograniczanie emisji GHG pod wpływem zastosowania zachęt ekonomicznych w postać dopłat do zmniejszenia emisji w stosunku do roku 2015. W odróżnieniu od wariantu 1 - Opłaty za emisję takie rozwiązanie generuje skutki budżetowe. Kwoty jakie byłyby wystarczające, aby przy przyjętych założeniach osiągnąć ustalone cele redukcyjne są przedstawione na wykresie 45. W scenariuszu BAU w roku 2050 byłaby to kwota około 6 mld zł w skali kraju. Dla porównania obecne wsparcie rolników w ramach płatności bezpośrednich zamyka się kwotą około 15 mld zł rocznie. W bardziej ambitnych scenariuszach redukcyjnych (REF i NEU) kwoty niezbędne aby zachęcić rolników do ograniczenia emisji GHG na poziomie oczekiwanym w roku 2050 znacząco przekraczałyby poziom obecnego wsparcia rolników w ramach obydwu filarów WPR. Należy przyjąć, że

jakkolwiek założenia wariantu 1 - Opłaty za emisję mogłyby doprowadzić do finansowej zapaści sektora gospodarstw to z kolei zastosowanie jedynie subsydiów jako czynnika zachęcającego do obniżenia emisji GHG wydaje się zbyt kosztowną opcją.

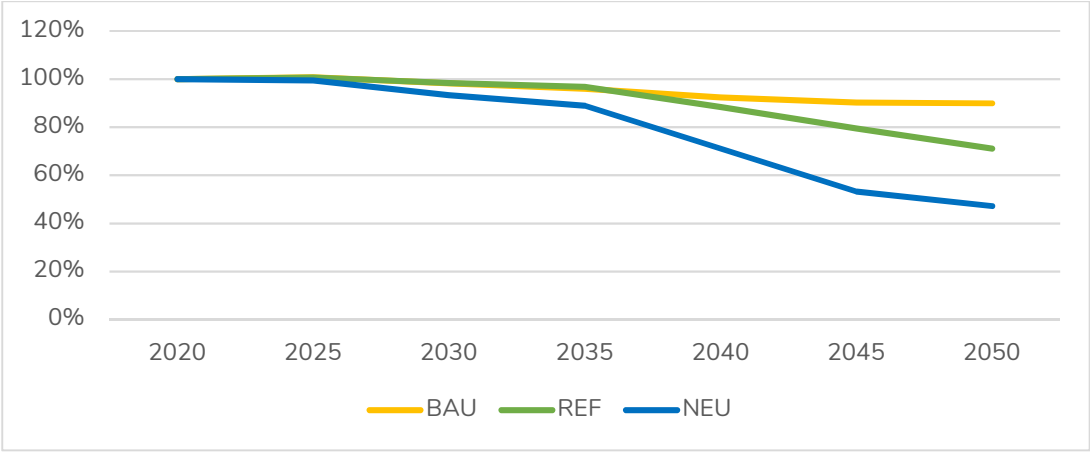
Wykres 45. Poziom subsydiowania rolnictwa niezbędny do osiągnięcia celów redukcyjnych za pomocą dopłat do zmniejszenia emisji – Wariant 3 - Subsydiów [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

154. Doprowadzenie do ograniczenia emisji GHG z sektora rolnictwa za pomocą subsydiów będzie prowadzić, co do skali i kierunków zmian do analogicznych skutków po stronie produkcji rolniczej, jak w przypadku przyjęcia wariantu 1 - Opłaty za emisję (wykres 46).

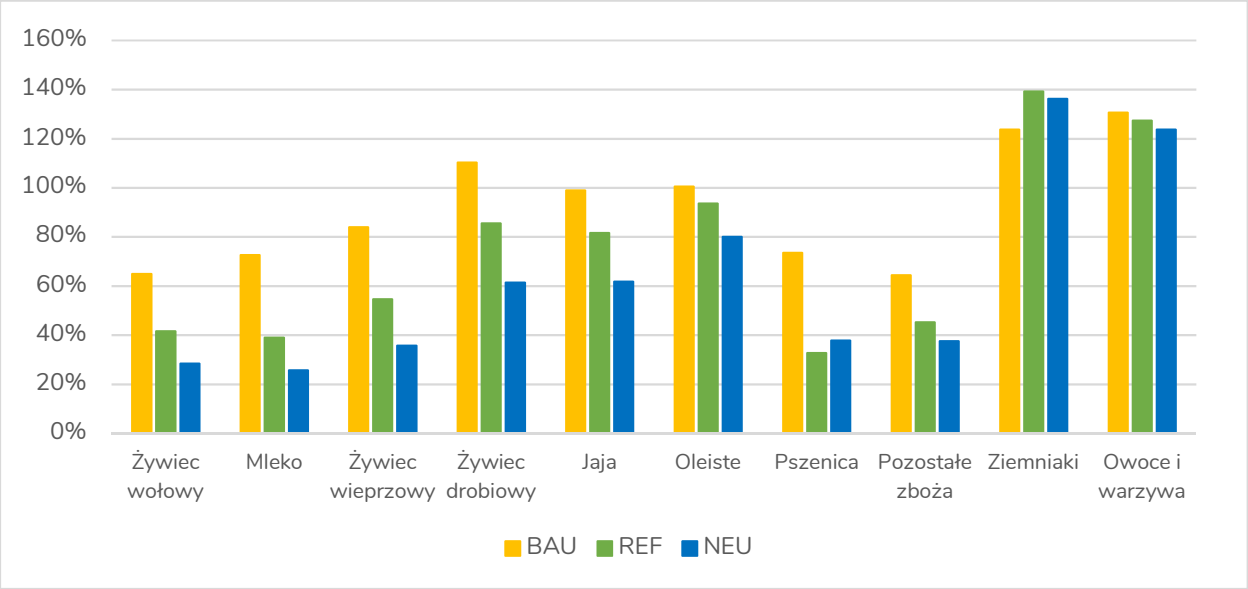
Wykres 46. Indeks wolumenu produkcji w latach 2015-2050 w wariancie 3 - Subsydiów [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

155. Na skutek działania mechanizmów rynkowych gospodarstwa najmniej efektywne z punktu widzenia emisji GHG jako pierwsze będą rezygnować z produkcji w zamian za otrzymane subsydia lub dostosują poziom intensywności produkcji w celu maksymalizacji korzyści z tytułu z produkcji i dopłat. Podobnie jak w wariancie 1 - Opłaty za emisję powoduje to znaczący spadek ilości produkowanego mleka i wołowiny w scenariuszu NEU oraz wzrost produkcji roślin okopowych oraz owoców i warzyw (wykres 47).

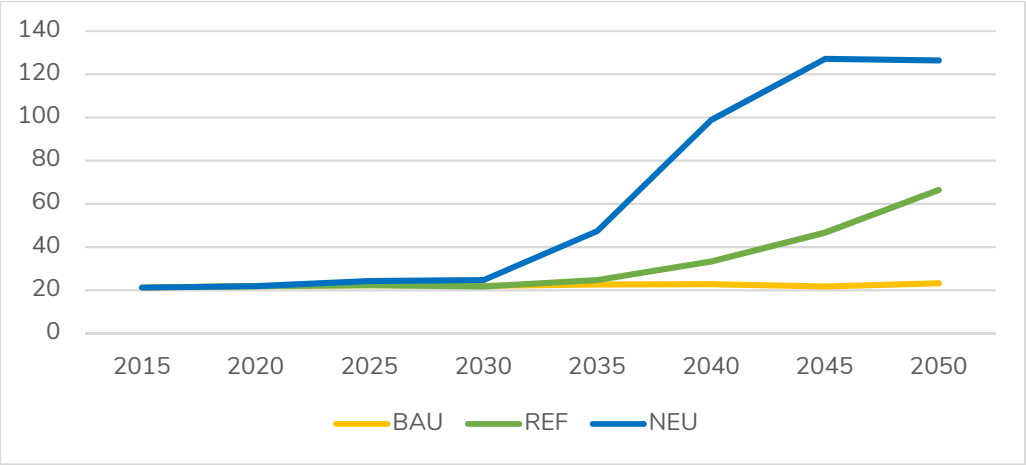
Wykres 47. Indeks wielkości produkcji w rozbiciu na poszczególne produkty rolnicze w latach 2015-2050 w wariancie 3 - Subsydiów [2015 =100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

156. Wprowadzenie zachęt ekonomicznych w postaci dopłat skutkuje poprawa sytuacji dochodowej w sektorze gospodarstw rolniczych (wykres 48). Niewielkie redukcje emisji w scenariuszu BAU powodują wzrost dochodu rolniczego o ok. 2 mld zł w skali roku. W przypadku bardziej ambitnych scenariuszy rolnicy zyskują znacznie więcej w skrajnym przypadku osiągając sześciokrotnie wyższy, w porównaniu do roku 2015, wynik finansowy (w scenariuszu NEU w roku 2050). Należy zaznaczyć, że ten wzrost stanowiłyby subsydia z tytułu zaniechanej emisji. Ze względu na spodziewany z powodu ograniczenia emisji wzrost cen rolnicy podobnie jak w wariancie 2 - Limitu emisji nie ponoszą bardzo dużych strat z tytułu zmniejszenia produkcji.

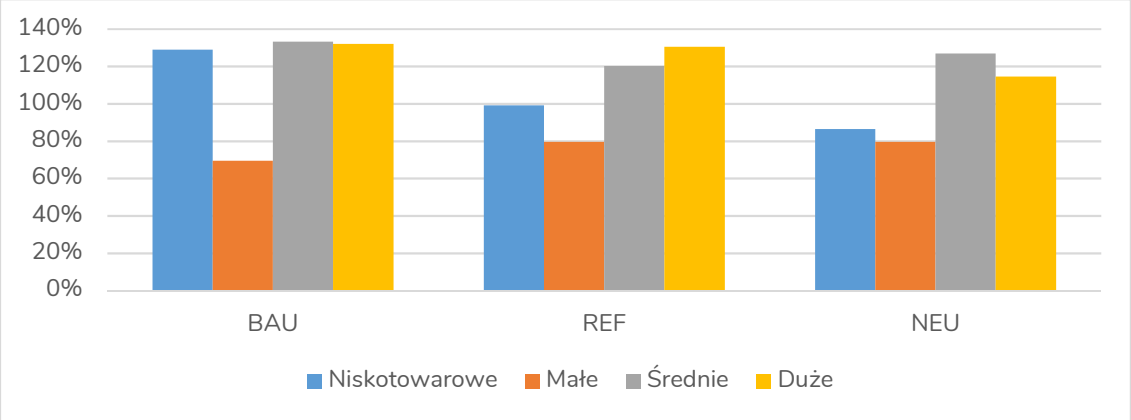
Wykres 48. Dochody uzyskiwane przez sektor gospodarstw rolniczych w wariancie 3 - Subsydiów [mld PLN/rok].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

157. Tak znaczące zmiany w rentowności gospodarstw nie pozostawałyby bez wpływu na przemiany strukturalne (wykres 49). Niewielkie zmiany w scenariuszu BAU nie zakłócają dotychczas obserwowanych zmian jednak wdrożenie bardziej ambitnych scenariuszy sprzyja zwiększaniu liczby gospodarstw dużych (REF) i średnich (NEU). Gospodarstwa o większej skali produkcji w większym stopniu korzystają ze wsparcia. Podobnie jak w wariancie 2 - Limitu emisji, w **wariancie 3 - Subsydiów** (NEU) daje się zauważyć większy potencjał redukcyjny gospodarstw średnich, które są w stanie bardziej obniżyć poziom emisji i skorzystać ze wsparcia. Z punktu widzenia założeń WPR takie zmiany struktury można uznać za korzystne, jednak zważywszy na niezbędne nakłady finansowe trudno rekomendować obecnie budowanie jakiejkolwiek polityki na założeniach wariantu 3 - Subsydiów.

Wykres 49. Zmiany w liczbie gospodarstw rolniczych wg wielkości ekonomicznej do roku 2050 w wariancie 3 - Subsydiów [2015=100%].



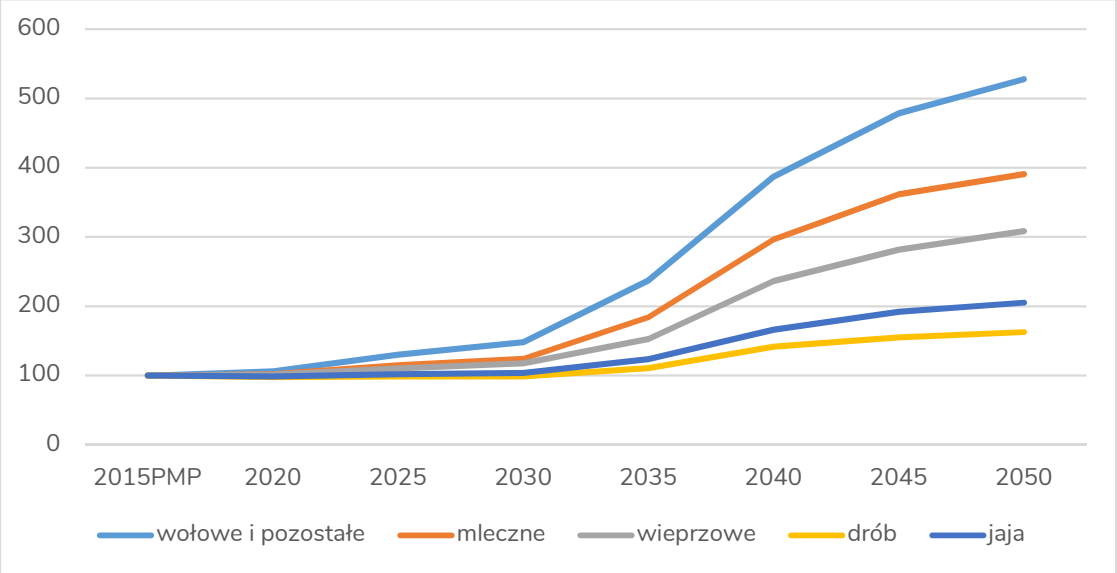
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.3.2. Zmiany cen

5.3.2.1. Wariant 1 - Opłaty za emisję

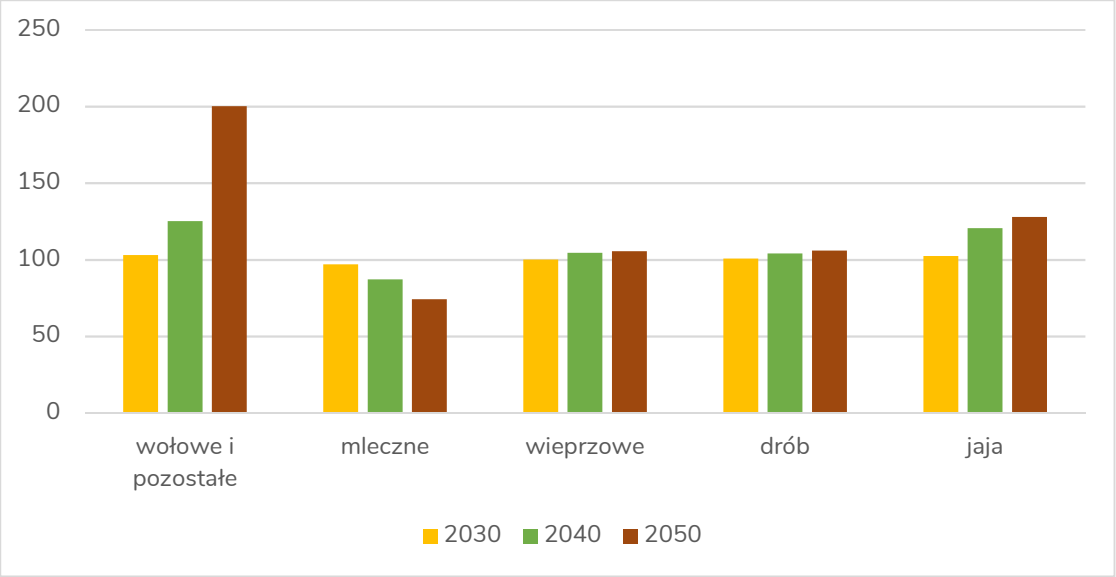
158. Symulacje scenariusza NEU wskazują na duży wzrost cen produktów odzwierzęcych, w szczególności wołowiny. Do roku 2030, ceny wołowiny wzrosną o 48% w porównaniu do roku 2015, w 2040 roku wzrost ten wyniesie już 287% (ceny będą prawie cztero-krotnie wyższe), a w 2050 roku – 427% (ceny ponad 5-krotnie wyższe). Tak duży wzrost cen wynika z dużej emisyjności produkcji. Wysokie opłaty za każdą tonę emisji gazów cieplarnianych oznaczają, że, przy danej cenie wołowiny, gospodarstwa rolne decydują się na ograniczenie jej produkcji. To prowadzi do braku wołowiny na rynku i podniesienia cen. W zwyczajnych warunkach, podniesienie cen spowodowałoby wzrost produkcji i powrót do stanu równowagi między podażą i popytem. Jednak w scenariuszu NEU koszty opłaty za emisję (wynikające z mocnego zaostrzania celu redukcyjnego) są na tyle wysokie, że mimo rosnącej ceny wołowiny, gospodarstwa rolne nie zwiększają jej produkcji. Ostatecznie, stan równowagi będzie przywrócony poprzez spadek popytu na wołowinę wśród konsumentów, co wymaga jednak bardzo znaczącego wzrostu cen. Dodatkowy czynnik, który pomoże zaspokoić popyt krajowy na wołowinę to wzrost importu, który w okresie 2015-2050 wzrośnie dwukrotnie (wykres 51).

Wykres 50. Indeks cen dla produktów zwierzęcych w latach 2015-2050 w scenariuszu NEU (Wariant 1 - Opłaty za emisję) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Wykres 51. Indeks wartości importu dla produktów zwierzęcych w latach 2015-2050 w scenariuszu NEU (Wariant 1 - Opłaty za emisje) [2015=100%].

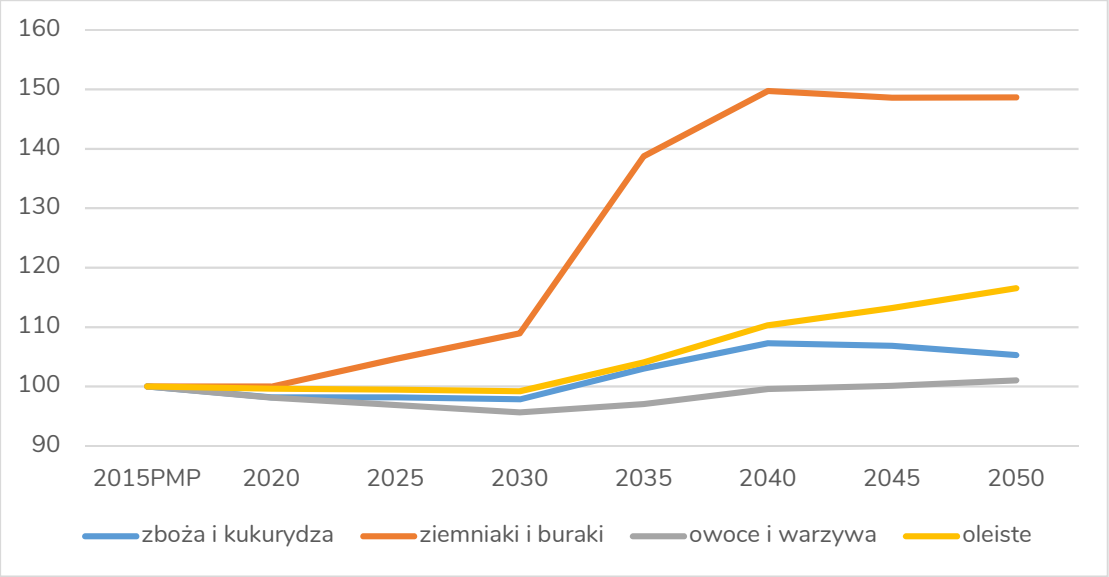


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

159. W przypadku pozostałych produktów odzwierzęcych wzrosty cen są również bardzo znaczące, choć mniejsze od wzrostów cen wołowiny. Wynika to z tego, że także te hodowle wiążą się ze znaczną emisją gazów cieplarnianych, w szczególności metanu, choć nie aż tak dużą jak w przypadku wołowiny. Cena produktów mlecznych w okresie 2015-2030 rośnie o 24%, a w okresie 2015-2050, o 291%. Wzrost cen produktów wieprzowych w tych dwóch okresach wynosi, odpowiednio, o 18% i 208%. Najmniejszy wzrost odnotują jaja oraz drób: do 2030 roku ceny jaj wzrosną o 4% a ceny drobiu pozostaną na tym samym poziomie. Do 2050 roku, ceny jaj wzrosną o 105%, a ceny drobiu o 63%

160. Wzrost cen odnotują także produkty roślinne, choć nie będzie on aż tak znaczący jak w przypadku produktów zwierzęcych. Z jednej strony wzrost ten wynika z opłat za emisję związaną z produkcją tych dóbr i mechanizmów rynkowych opisanych powyżej, z drugiej strony jest on konsekwencją zmian w popycie wynikających ze zmian cen mięsa: konsumenci, obserwując rosnące ceny produktów zwierzęcych, decydują się na większą konsumpcję produktów roślinnych. To generuje dodatkowy popyt na produkty roślinne i prowadzi do wzrostu ich cen. W przypadku niektórych produktów wzrost ten będzie jednak złagodzony poprzez dwa dodatkowe efekty. Pierwszy to spadek popytu na produkty takie jak ziarna i kukurydzę, związany z mniejszym zapotrzebowaniem na pasze dla zwierząt. Drugi, to wzrost importu. Ten ostatni efekt jest szczególnie istotny w przypadku owoców i warzyw.

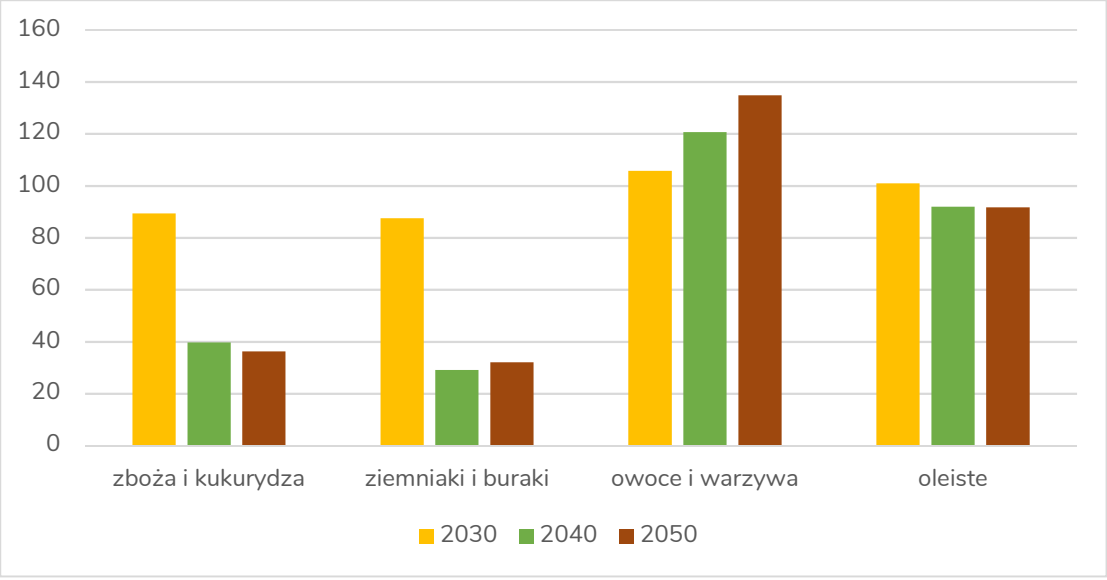
Wykres 52. Indeks cen dla produktów roślinnych w latach 2015-2050 w scenariuszu NEU (Wariant 1 - Opłaty za emisję) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

161. Największy wzrost cen odnotują ziemniaki i buraki – ich cena wzrośnie o 9% do 2030 roku i o 49% do 2050 roku. Cena pozostałych produktów pozostanie na niezmienionym poziomie do 2030 roku, jednak w kolejnym okresie nieco wzrośnie: w przypadku produktów oleistych o 16% do 2050 roku, a w przypadku ziaren i kukurydzy – o 5%. Ceny warzyw i owoców nie wzrosną pod wpływem polityki klimatycznej. W tym ostatnim przypadku popyt krajowy zostanie zaspokojony głównie przez rosnący import (wykres 53).

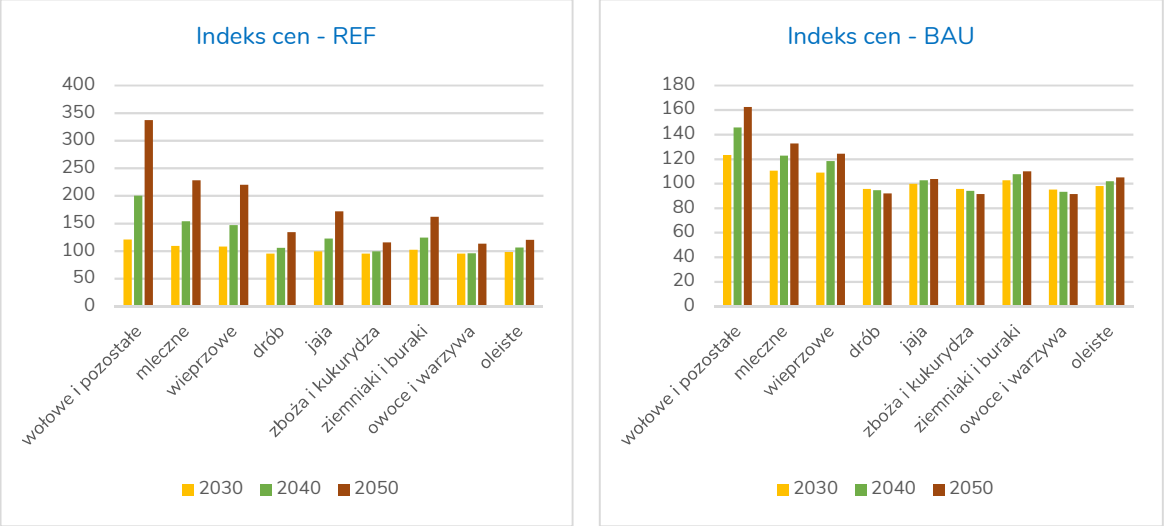
Wykres 53. Indeks wartości importu dla produktów roślinnych w latach 2015-2050 w scenariuszu NEU (Wariant 1 - Opłaty za emisję) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

162. Jakościowe wyniki symulacji dla scenariuszy REF i BAU są podobne do wyników scenariusza BAU, choć skala zmian jest dużo mniejsza. Dla przykładu, cena produktów wołowych w okresie 2015-2050 w scenariuszu REF wzrośnie o 237% a w scenariuszu BAU – o 62%. Dla porównania, wzrost ten w scenariuszu NEU wynosił 427%.

Wykres 54. Indeks cen dla produktów rolnych w latach 2015-2050 w scenariuszach BAU i REF (Wariant 1 - Opłata za emisję) [2015=100%].

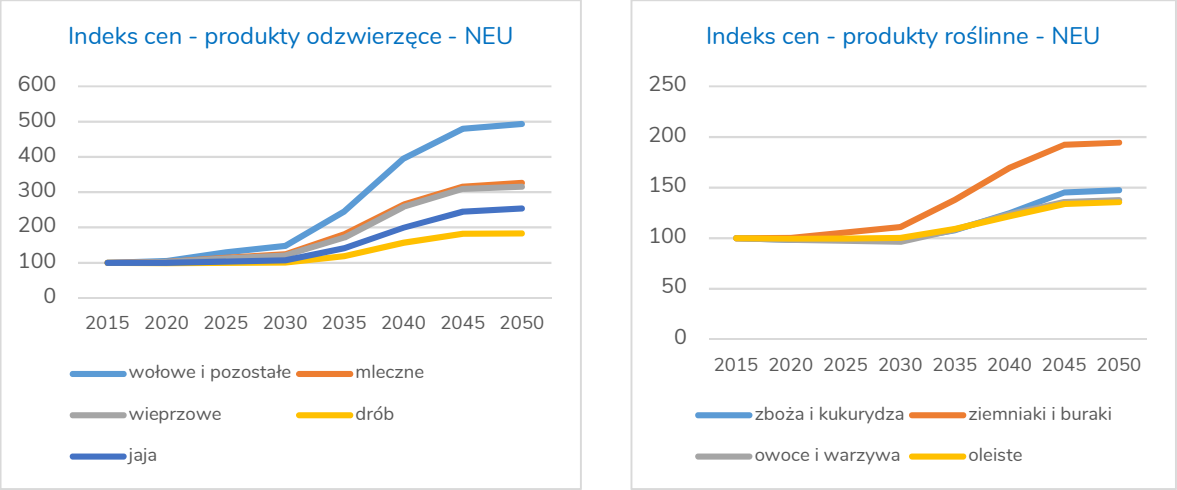


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.3.2.2. Wariant 2 - Limitu emisji

163. W scenariuszu NEU w **wariancie 2 - Limitu emisji** wzrost cen będzie podobny do ścieżki cen w wariancie 1 - Opłaty za emisję (NEU). Największy wzrost cen będzie miał miejsce w przypadku produktów wołowych: w okresie 2015-2050 ich cena wzrośnie prawie pięciokrotnie. Spośród produktów zwierzęcych, najmniej wzrosną ceny drobiu. Jego cena do 2050 roku wzrośnie dwukrotnie. Wśród produktów roślinnych, największy wzrost cen dotknie ziemniaki i buraki – ich cena do 2050 roku wzrośnie prawie dwukrotnie.

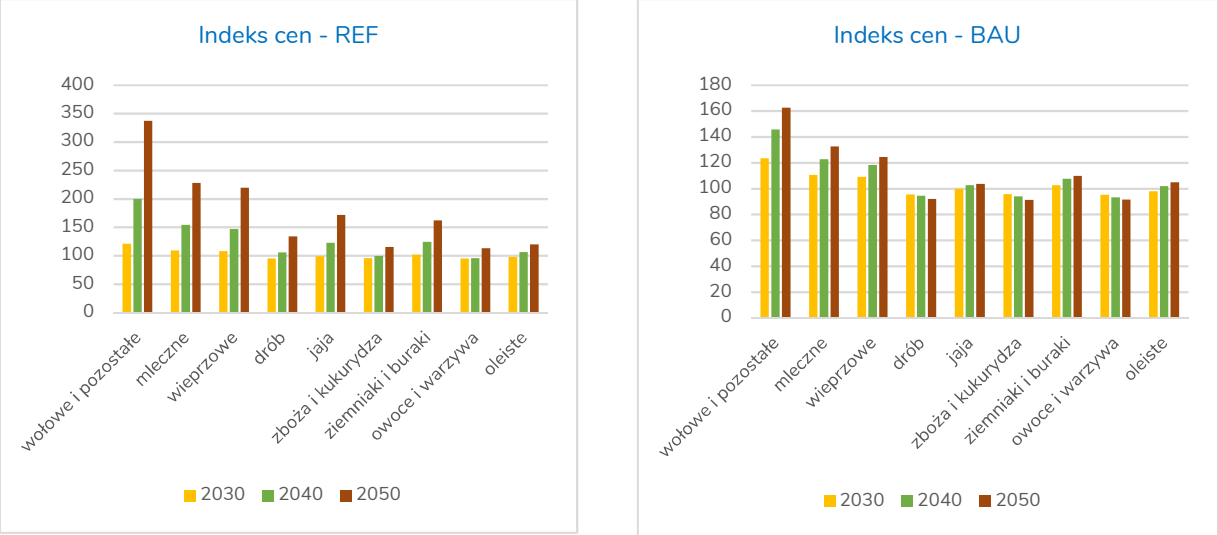
Wykres 55. Indeks cen dla produktów rolnych w latach 2015-2050 w scenariuszu NEU (Wariant 2 - Limitu emisji) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

164. Podobnie jak w wariancie 1 - Opłaty za emisje, wyniki w wariancie 2 - Limitu emisji w scenariuszach REF i BAU są jakościowo podobne do scenariusza NEU, jednak skala zmian jest zdecydowanie mniejsza (wykres 56).

Wykres 56. Indeks cen dla produktów rolnych w latach 2015-2050 w scenariuszach BAU i REF (Wariant 2 - Limitu emisji)[2015=100%].

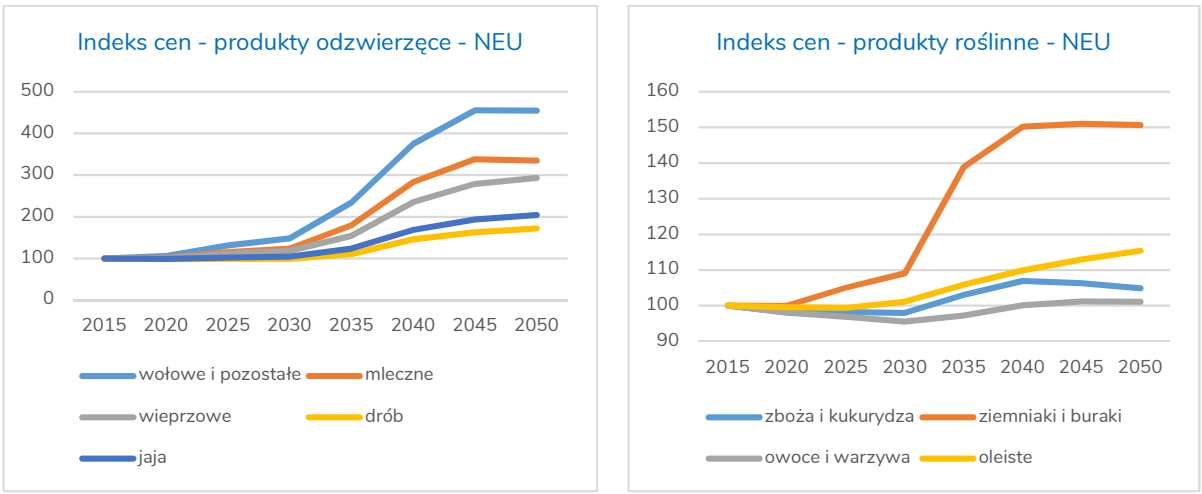


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

5.3.2.3. Wariant 3 - Subsydiów

165. W scenariuszu NEU w **wariancie 3 - Subsydiów** wzrost cen będzie mniejszy niż w wariancie 1 - Opłaty za emisje (NEU). W przypadku wołowiny, wzrost cen w okresie 2015-2050 wyniesie 354%. W przypadku produktów wieprzowych oraz produktów mlecznych wzrost wyniesie około 200%, a w przypadku jaj i drobiu – około 100%. Wśród produktów roślinnych największy wzrost cen będzie dotyczył ziemniaków i buraków wyniesie 50%. W przypadku pozostałych dóbr, wzrost nie przekroczy 15%.

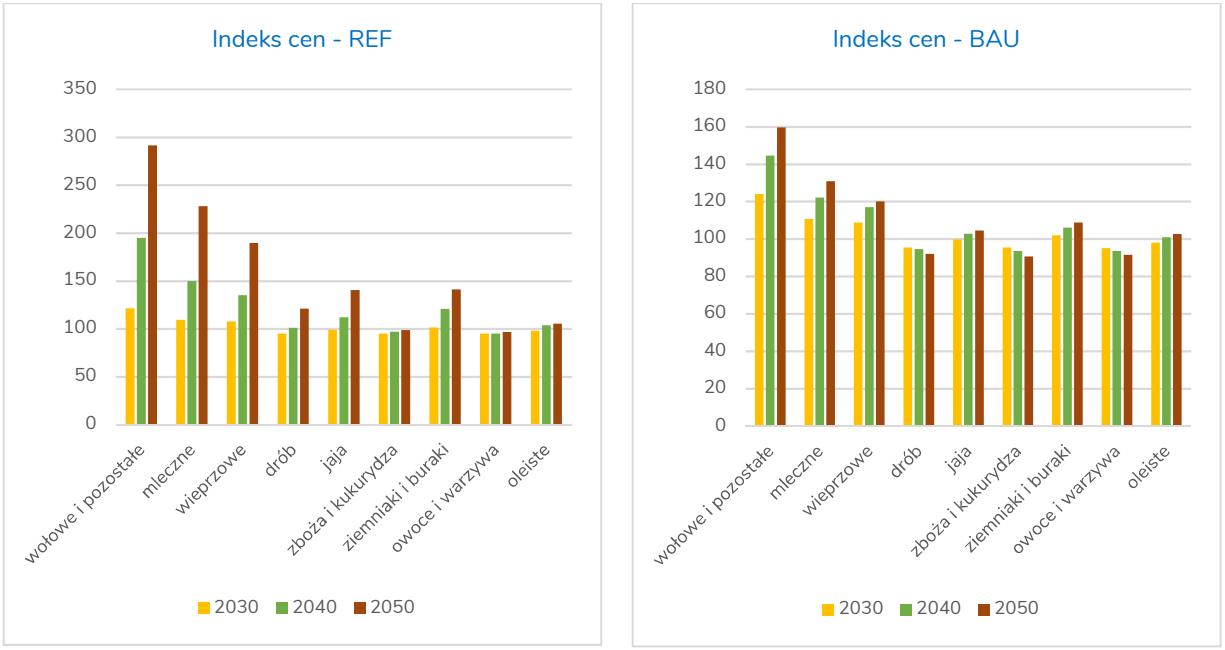
Wykres 57. Indeks cen dla produktów rolnych w latach 2015-2050 scenariuszu NEU (Wariant 3 – Subsydiów) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

166. W scenariuszach REF i BAU w **Wariancie 3 - Subsydiów** ścieżki wzrostów cen będą podobne do scenariusza NEU, jednak – tak jak w przypadku Wariantów 1 i 2 (Opłaty za emisję i Limitu emisji), ich skala zmian będzie mniejsza (wykres 58).

Wykres 58. Indeks cen dla produktów rolnych w latach 2015-2050 w scenariuszach REF i BAU (Wariant 3 – Subsydiów) [2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

167. Podsumowując można zauważyć, że osiąganie bardziej ambitnych celów klimatycznych w sektorze rolnictwa uwidacznia znaczące trudności. O ile realizacja scenariusza BAU nie wpływa radykalnie na sytuację gospodarstw, ani funkcjonowanie rynku żywnościowego (poza zauważalnym wzrostem cen wołowiny, mleka i wieprzowiny) to realizacja bardziej ambitnych celów klimatycznych przy wykorzystaniu obecnie znanych technologii powoduje znaczące zmiany w funkcjonowaniu sektora gospodarstw rolniczych oraz znaczący wzrost cen wielu produktów rolniczych. Na skalę i kierunek tych zmian duży wpływ ma sposób osiągania celów klimatycznych. Wariant 1 - Opłaty za emisję, zakładający traktowanie emisji z gospodarstw rolniczych na równi z innymi podmiotami sektora non-ETS oznaczałby, zwłaszcza w scenariuszach REF i NEU duże straty dla na poziomie gospodarstw rolniczych i tym samym zagrozić bezpieczeństwu żywnościowemu kraju. Wariant 2 - Limitu emisji powoduje ograniczenie emisji GHG przy znacznie mniej drastycznym pogorszeniu sytuacji ekonomicznej gospodarstw rolniczych. Może on jednak powodować mniej optymalną z punktu widzenia efektywności emisyjnej alokację produkcji. Z kolei Wariant 3 – Subsydiów, przy założeniu bardziej ambitnych scenariuszy polityki klimatycznej, jest rozwiązaniem bardzo kosztownym. Poziom dopłat jaki należałoby zaproponować rolnikom aby dobrowolnie zrezygnowali z części produkcji i ograniczyli emisję GHG do poziomu wymaganego w scenariuszu NEU kilkukrotnie przekracza obecny poziom subsydiowania gospodarstw rolniczych w ramach WPR.

168. Mając na uwadze uzyskane wyniki wydaje się, że najbardziej rozsądnym rozwiązaniem byłby model hybrydowy zakładający równoczesne wdrożenie limitów emisji GHG oraz pewnych instrumentów wsparcia dochodów rolników, które ułatwiłyby transformację

gospodarstw w kierunku niższej emisji GHG przy jednoczesnym zachowaniu ich żywotności ekonomicznej.

169. Należy również rozważyć racjonalne z punktu widzenia ograniczenia emisji GHG zagospodarowanie gruntów wyłączanych z produkcji rolniczej np. poprzez zalesianie. Ponadto, wskazane jest przywracanie naturalnego stanu torfowisk, oraz podjęcie dostosowanych do lokalnych uwarunkowań działań zmierzających do zwiększenia sekwestracji węgla organicznego w glebie, takich jak stosowanie poplonów na przyoranie czy konwersja gruntów ornych na użytki zielone.

5.4. Inne sektory gospodarki (sektory przemysłowe energochłonne, budownictwo, usługi)

170. Sektor przemysłowy, a w szczególności jego energochłonna część, jest specyficznym działem gospodarki w kontekście redukcji emisji. Z jednej strony, redukcje były tutaj stosunkowo tanie oraz często wynikały z innych polityk środowiskowych, a nie tylko z obostrzeń związanych z realizacją polityki klimatycznej. Dlatego duża część działań redukcyjnych została już dokonana. Z drugiej strony, trudno jest znaleźć jedną prostą technologię, która byłabym rozwiązaniem dla wszystkich instalacji, ponieważ sektory energochłonne są bardzo różnorodne. Na przykład sektor chemiczny można podzielić na 16 podsektorów[51], które mają różne potrzeby energetyczne i materiałowe, co skutkuje różnymi rodzajami, mieszaniną, objętością i stężeniem zanieczyszczeń przemysłowych zawierających gazy cieplarniane.

171. Duża część najbardziej efektywnych, najtańszych i najszybszych działań pod względem redukcji w przemyśle, takich jak poprawa efektywności, zmiana paliwa, została już częściowo poczyniona, dlatego też kolejne tego typu działania będą coraz droższe i trudniejsze w realizacji. Możemy tu podać jako przykład jeszcze niewprowadzone na szeroką skalę: zmianę paliwa na wodór, czy też inne paliwa alternatywne, a także wykorzystywanie dwutlenku węgla do procesów produkcyjnych, tzw. CCU (z ang. Carbon Capture and Utilisation). Analizy Komisji Europejskiej wskazują, że *„Ponieważ nie będzie możliwe zmniejszenie emisji przemysłowych o 80% do 95% za pomocą samych tylko obecnych technologii komercyjnych, należy opracować i przetestować na dużą skalę innowacyjne technologie dekarbonizacji, aby wykazać ich niezawodność i przystępność cenową.”*[52]

[51] Maroulis N., Pierre de Kettenis, Kastalie Bougas, Julien Ravet, Alasdair Reid, Julia Rzepecka (VVA), Cumulative Cost Assessment for the EU Chemical Industry, Komisja Europejska 2016

[52] In-depth analysis in support of the Commission Communication, ocena wpływu do komunikatu pt.: “A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”, COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela, 2018, op.cit.

172. Przedstawienie produkcji i emisji przemysłowych w modelu d-PLACE nie sięga jednak szczebla pojedynczych technologii i procesów. Na przykład produkcja chemiczna reprezentowana jest przez jeden sektor; podobnie sektor „minerałów niemetalicznych" obejmuje produkcję cementu, szkła, wyrobów ceramicznych i innych. Technologia produkcji w takim – zagregowanym – sektorze jest odzwierciedlona w postaci struktury nakładów ponoszonych w procesie produkcji, z wyróżnieniem, m.in. zużycia węgla, gazu ziemnego, przetworów ropy naftowej, energii elektrycznej oraz nakładów kapitału rzeczowego (a ponadto nakładów pracy oraz materiałów nieenergetycznych i usług zewnętrznych). Dodatkowo technologię produkcji charakteryzują parametry (elastyczności substytucji), mierzące stopień zastępowalności poszczególnych czynników produkcji.

173. W takim ujęciu redukcje emisji w danym sektorze przemysłowym odzwierciedlane są poprzez zmianę struktury wykorzystywanego przez nie koszyka energetycznego (np. zwiększenie udziału energii elektrycznej kosztem paliw kopalnych) oraz poprawę efektywności energetycznej (zastępowanie energii nakładami kapitału rzeczowego). Redukcje wywoływane są przez wzrost opłaty za emisję („ceny" emisji), równoważnej krańcowemu kosztowi redukcji (kosztowi ograniczenia emisji o dodatkową tonę CO_2). Redukcji emisji towarzyszy wzrost kosztu produkcji (ceny produktu), wywołany dwoma czynnikami: opłatami/kosztami za (pozostające) emisje oraz dodatkowymi kosztami pojawiającymi się wskutek wymuszonej zmiany technologii produkcji (inwestycje).

174. Alternatywą dla opłat za emisje mogłyby być wymuszenie zmian technologicznych regulacjami wprowadzającymi standardy energetyczne, itp. Można by wówczas osiągnąć takie same redukcje emisji przy mniejszym wzroście ceny produktu (nie występuje wtedy pierwszy z wymienionych wyżej elementów wzrostu kosztów). Z drugiej strony, jednolita opłata za emisje prowadzi do zrównywania się krańcowych kosztów redukcji emisji w poszczególnych sektorach, co pozwala osiągnąć zakładane redukcje najmniejszym kosztem dla gospodarki jako całości. Warto dodać, że opłaty za emisje i regulacje w rodzaju standardów energetycznych wywołują różne skutki dystrybucyjne, ponieważ odmiennie oddziałują na strukturę cen produktów. Uzupełnieniem polityki zmierzającej do obniżenia emisji (np. za pomocą opłat za emisje) powinna być zatem odpowiednia polityka redystrybucyjna. Analiza tej kwestii na podstawie obecnej wersji modelu d-PLACE i modeli sektorowych nie jest jednak możliwa, ponieważ modele te nie wyróżniają grup społecznych i dochodowych.

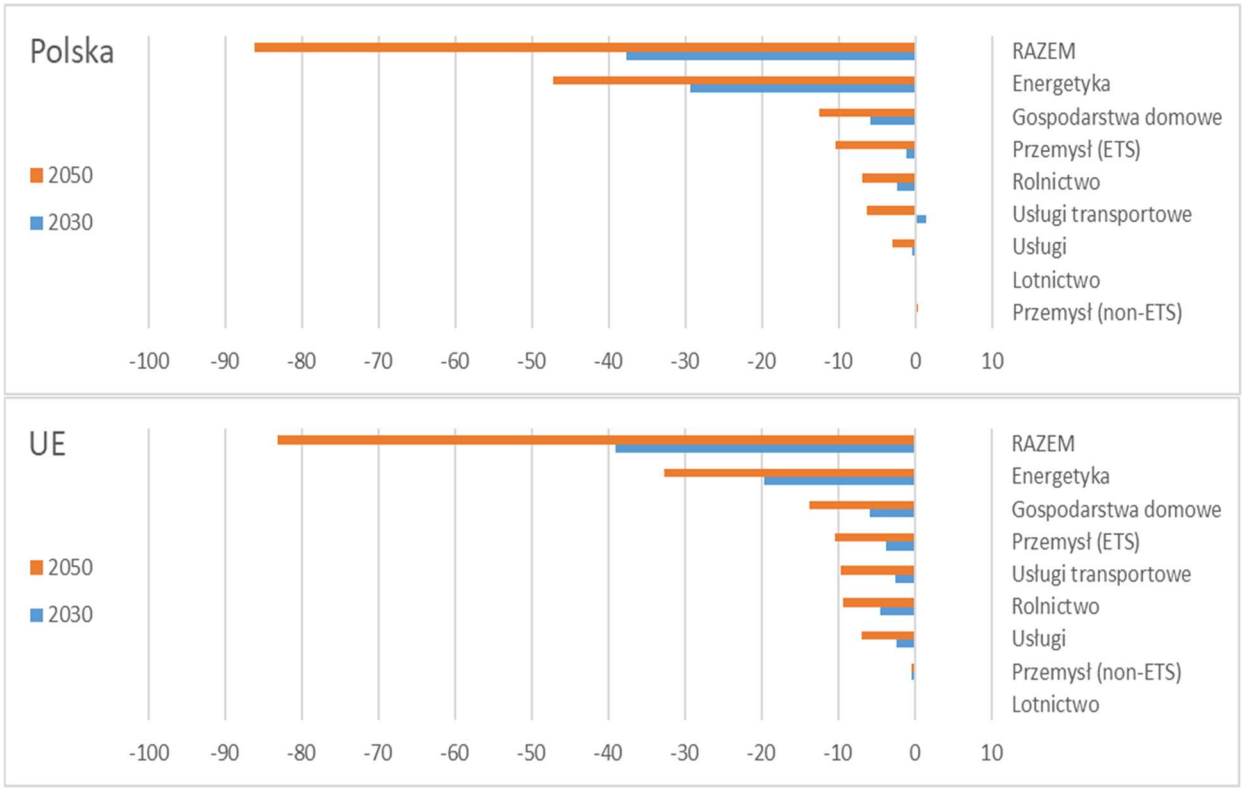
175. Poza zmianą struktury koszyka energetycznego i poprawą efektywności energetycznej, w niektórych sektorach przemysłowych (petrochemicznym, metali żelaznych i nieżelaznych, chemicznym i „minerałów niemetalicznych") w modelu d-PLACE uwzględniono dodatkowo opcję redukcji emisji poprzez zastosowanie technologii CCS/CCU dla procesowych emisji CO_2. Technologie te wykorzystywane są od chwili, gdy krańcowy koszt redukcji emisji (opłata za emisję) przekracza zadany próg. Jednocześnie nałożone są ograniczenia, wyrażające maksymalną część emisji podlegającą wychwytowi oraz maksymalny roczny przyrost

odsetka wychwytywanych emisji. Założono, że w ramach zadanych ograniczeń technologie CCS/CCU charakteryzują się stałym kosztem krańcowym. W analogiczny sposób uwzględniono w modelu d-PLACE możliwość redukcji emisji metanu (CH_4) z odpadów, a także zastąpienia zużycia gazu przez zużycie wodoru w przemyśle.

176. Opisane powyżej mechanizmy ograniczenia emisji składają się na odzwierciedlony w modelu d-PLACE potencjał redukcji emisji w poszczególnych sektorach. Potencjał i technologie redukcji emisji w sektorze energetycznym, transportowym i rolniczym są natomiast szczegółowo opisane za pomocą modeli MEESA, TR^{3}E i EPICA. Redukcje emisji w tych sektorach, uwzględnione w d-PLACE, bazują na wynikach pochodzących z wymienionych modeli, działających w połączeniu z d-PLACE.

177. Wykres 59 pokazuje kontrybucje poszczególnych sektorów do łącznych redukcji emisji, w scenariuszu NEU, w Polsce i w UE. Na przykład łączna redukcja emisji w Polsce w 2050 r., względem 2015 r., wynosi ok. 86%, przy czym sektor energetyki przyczynia się do redukcji łącznych emisji o ok. 47%, a za resztę redukcji odpowiadają pozostałe sektory. Zarówno dla UE, jak i dla Polski za większość redukcji odpowiada energetyka, na drugim miejscu są gospodarstwa domowe, a na trzecim przemysł energochłonny (objęty EU ETS); przemysł spoza EU ETS jest niemal na końcu listy. Warto zwrócić uwagę, że udział sektora energetycznego w łącznej redukcji emisji do 2030 r. jest większy, niż w perspektywie 2050 r.. Oznacza to, że transformacja niskoemisyjna tego sektora jest mniej kosztowna niż w innych sektorach, jednak wraz z wyczerpywaniem potencjału redukcyjnego, w późniejszych latach wzrasta rola działań w innych sektorach. W Polsce udział energetyki w łącznych redukcjach emisji jest też wyraźnie wyższy niż w UE jako całości.

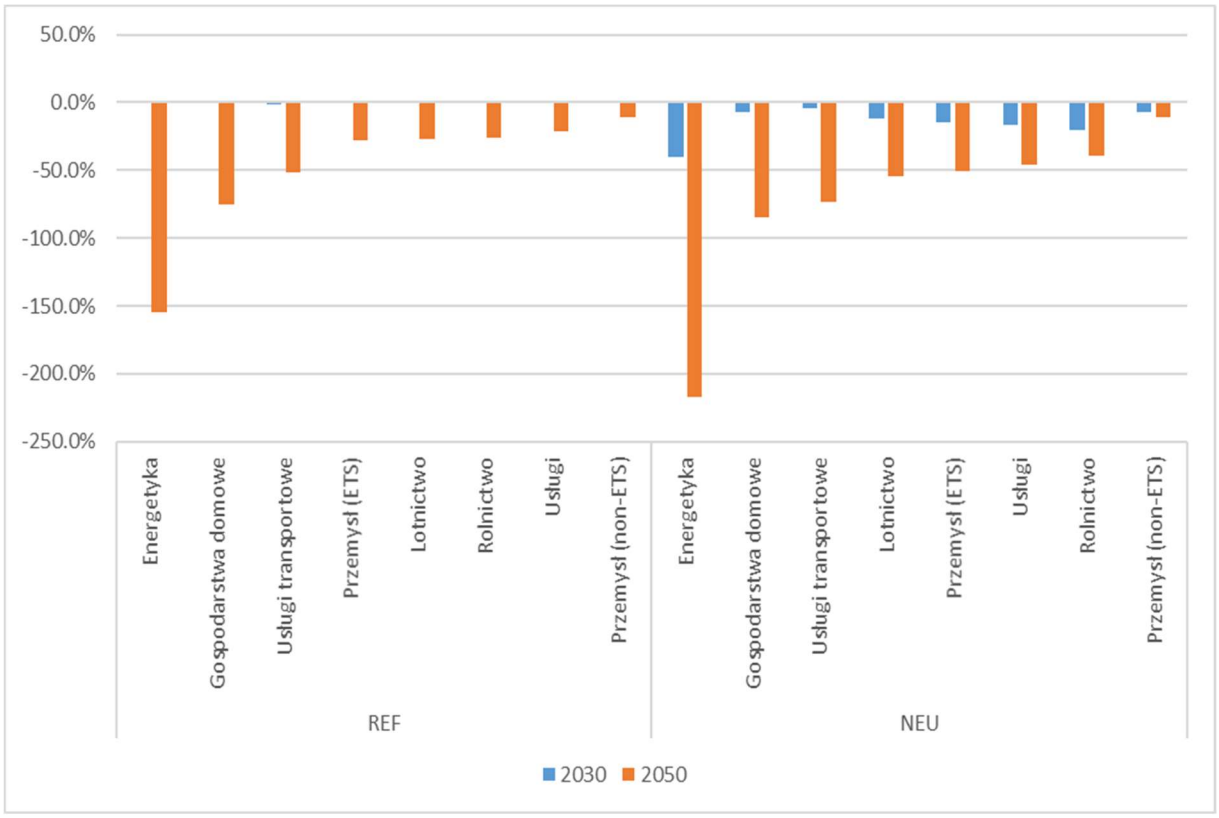
Wykres 59. Źródła redukcji emisji dla Polski i UE w scenariuszu NEU dla lat 2030 i 2050 w porównaniu z rokiem 2015 [zmiana łącznych emisji w % i kontrybucje sektorowe w p.p.]



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

178. Wykres 60 pokazuje procentowe zmiany emisji w Polsce w 2030 i 2050 r. w scenariuszach NEU i REF w porównaniu do scenariusza BAU. Zwiększenie stopnia ambicji polityki klimatycznej bazuje w największej mierze na dodatkowych redukcjach emisji w energetyce. Spadki emisji względem scenariusza BAU większe niż 100% odzwierciedlają przejście z dodatnich na ujemne emisje netto w tym sektorze, związane z pochłanianiem w ramach technologii BECCS) oraz gałęziach przemysłu należących do EU ETS. Następnie, redukcje rzędu 70-80% w stosunku do scenariusza BAU w 2050 r. występują w sektorze gospodarstw domowych (w modelu ujęte są tu skutki elektryfikacji transportu osobowego oraz zwiększenie wykorzystania energii elektrycznej kosztem paliw w innych zastosowaniach). Znaczące różnice poziomu emisji w 2050 r. w scenariuszach REF i NEU w stosunku do BAU sygnalizują konieczność głębokiej, jakościowej zmiany technologii produkcji, której towarzyszyć może znaczący krańcowy koszt redukcji pozostających w gospodarce emisji (choć sam wolumen pozostających emisji jest już niewielki). W sektorach, w których potencjał transformacji niskoemisyjnej jest bardziej ograniczony (np. lotnictwo, rolnictwo), dodatkowe redukcje emisji odbywają się częściowo przez zmniejszenie produkcji.

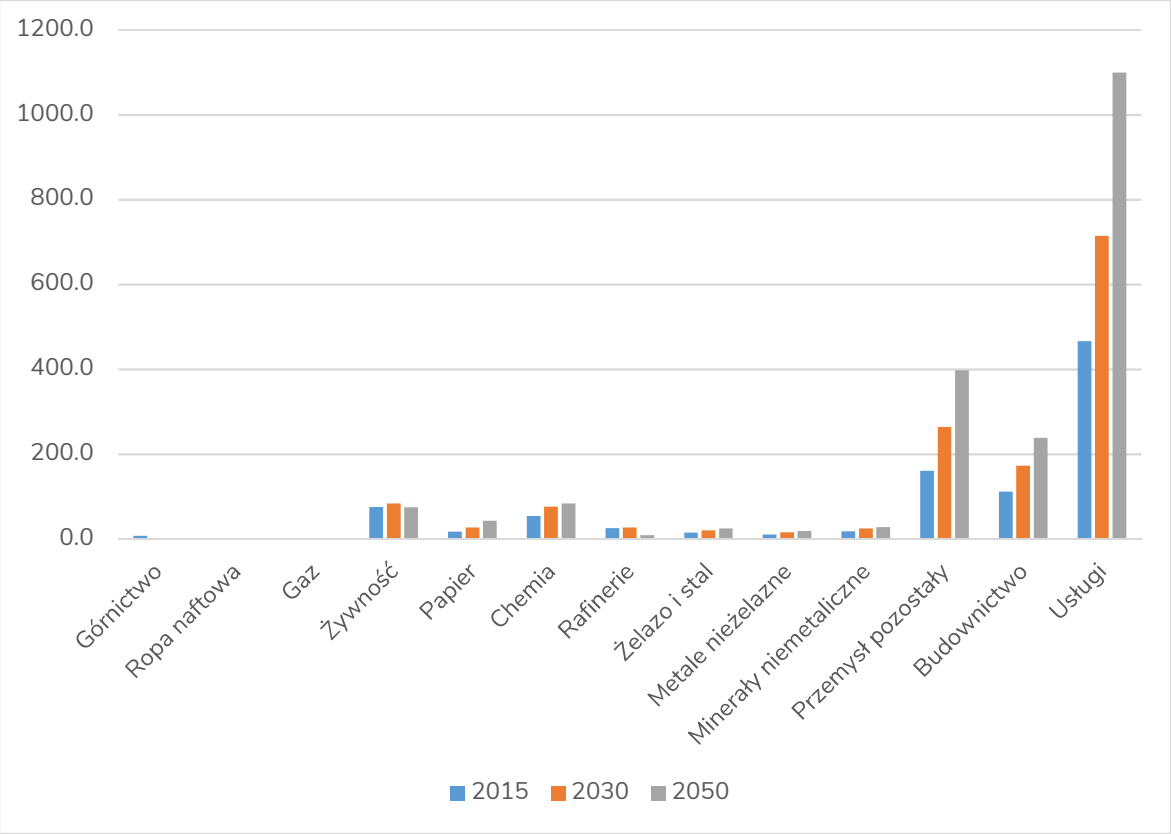
Wykres 60. Zmiany emisji w scenariuszach NEU i REF względem scenariusza BAU w Polsce, w latach 2030 i 2050 [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

179. Z wykresu 61 widać jednak jakie przemiany w głównych działach gospodarki nastąpiły – przewaga niskoemisyjnych sektorów, tj. usługi, czy przemysł nie-energochłonny jest wyraźnie zauważalna z ogromną tendencją wzrostową – sektor usług jest ponad 2 razy większy w 2050 r. niż był w 2015 r..

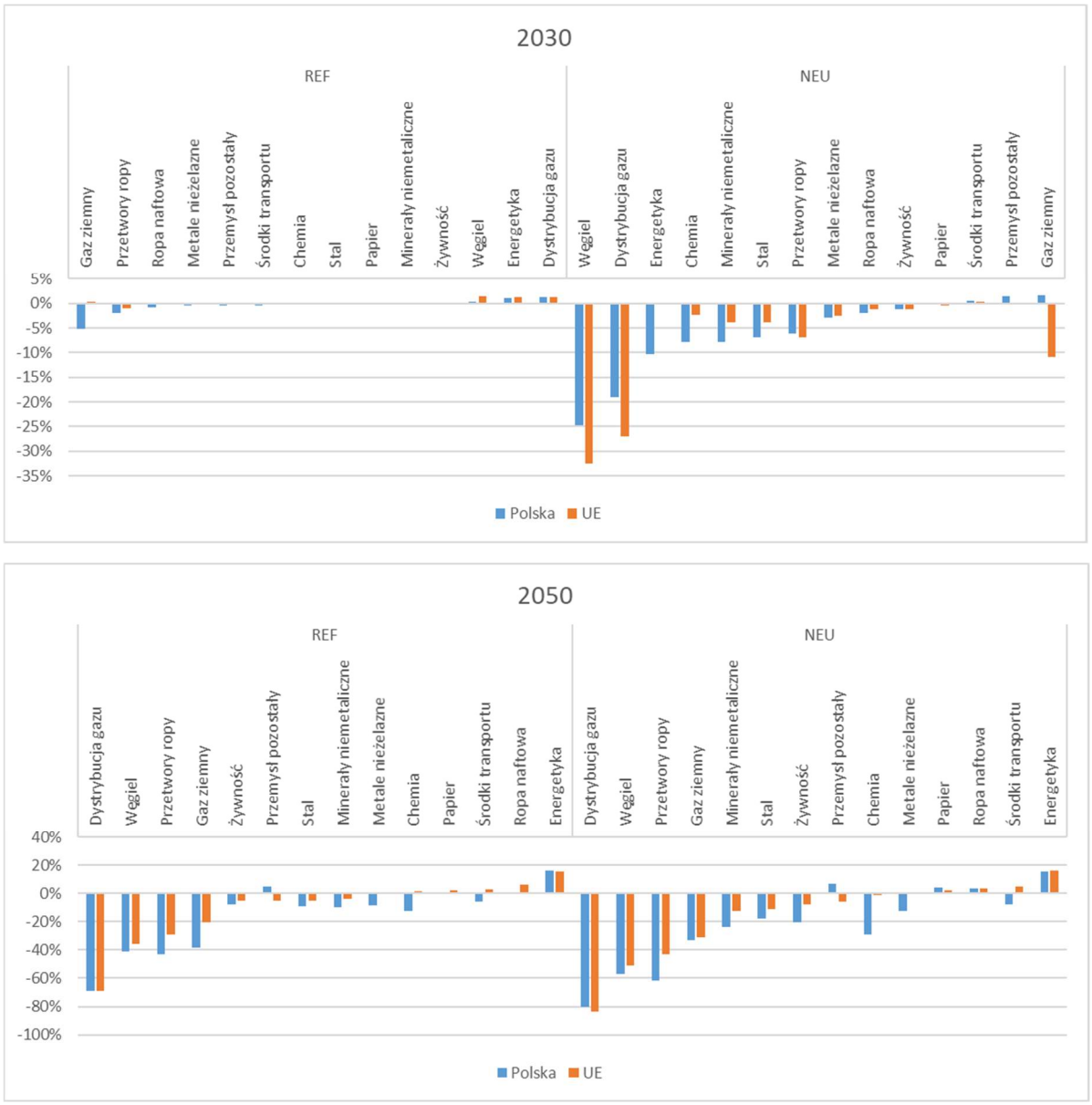
Wykres 61. Wielkość produkcji przemysłowej w Polsce w latach 2015, 2030 oraz 2050 dla scenariusza NEU [bln USD '2014].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

180. Zmiany produkcji, ujęte w symulacjach na modelu d-PLACE, są wypadkową kilku czynników. Po pierwsze, czynnikiem takim jest zmiana ceny danego produktu w relacji do cen innych produktów. Na przykład, gdy relatywna cena produktów energochłonnych zwiększa się pod wpływem rosnących kosztów redukcji emisji, popyt na te produkty – a w konsekwencji produkcja – maleje. Siła tego efektu zależy od elastyczności cenowej popytu na dany produkt. W szczególności, negatywna reakcja produkcji na wzrost ceny jest zazwyczaj silna w przypadku produktów eksportowych. Po drugie, zmiany produkcji zależą od zmian konkurencyjności na rynku międzynarodowym – jeśli np. polityka klimatyczna w danym kraju przyczynia się do większego niż w innych krajach wzrostu kosztów produkcji, wówczas eksport zmniejsza się w stosunku do eksportu innych państw. Po trzecie, wpływ polityk na produkcję danego sektora wynika z jego umiejscowienia w krajowych i globalnych łańcuchach produkcji. Na przykład wzrost inwestycji i związany z tym wzrost aktywności sektora budownictwa będzie się przekładał na zwiększone zapotrzebowanie na stal. Podobnie, spadek aktywności gospodarek UE, będzie prowadził do spadku zapotrzebowania na towary importowane z Polski. Obserwowane w wynikach symulacji zmiany produkcji sektorowej są złożeniem występujących z różną intensywnością wymienionych wyżej efektów.

Wykres 62. Produkcja przemysłu w Polsce i UE w roku 2030 i 2050, odchylenia od BAU [w %].

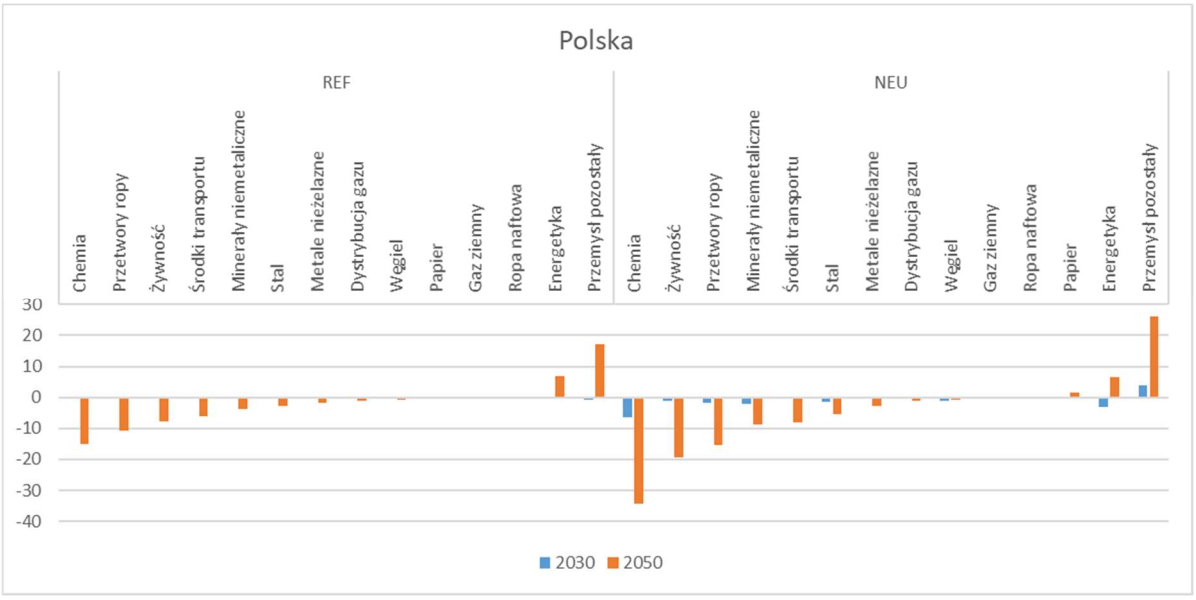


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

181. Realizacja ambitniejszych celów redukcji emisji istotnie zmienia strukturę produkcji przemysłowej (zob. wykres 62). Największe spadki w produkcji względem scenariusza BAU występują w sektorach wydobywczych i sektorze dystrybucji gazu, a następnie w gałęziach energochłonnych, w których dodatkowo występują trudno redukowalne emisje procesowe (np. sektor chemiczny, rafineryjny, produkcja żelaza i stali, produkcja metali nieżelaznych i minerałów niemetalicznych, w tym np. cement). Spadki produkcji energochłonnej w Polsce 2030 r. w scenariuszu NEU, w porównaniu do scenariusza BAU, mieszczą się w większości między 5% a 10%, podczas gdy w 2050 r. są one rzędu 20-30%. Jednocześnie w 2050 r. obserwowany jest wzrost produkcji sektora energetycznego (związany z zastępowaniem

paliw kopalnych energią elektryczną), a także pozostałej produkcji przemysłu. Ten ostatni sektor obejmuje szeroką gamę działalności w ramach przetwórstwa przemysłowego (m.in. produkcja mebli, maszyn, urządzeń itp.), w związku z czym mimo niewielkiego przyrostu procentowego, przyrost produkcji wyrażony kwotowo (zob. wykres 63) w znaczącym stopniu kompensuje spadki w innych sektorach. Innymi słowy, następuje przesunięcie zasobów produkcyjnych z działalności energochłonnych do przemysłu lekkiego (a także usług, które nie są ujęte na wykresach 62 i 63). W większości sektorów energochłonnych procentowe spadki produkcji uzyskiwane w symulacjach są głębsze niż w UE (zwłaszcza w przypadku chemicznego, metali nieżelaznych, stali, minerałów niemetalicznych, a także żywności). Z drugiej strony, produkcja „przemysłu pozostałego" w UE obniża się, podczas gdy w Polsce – rośnie.

Wykres 63. Produkcja przemysłu w Polsce w roku 2030 i 2050, odchylenia od BAU [w mld USD, w cenach stałych z 2014 r.].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

182. Produkty takie jak żelazo, stal, produkty chemiczne czy metale nieżelazne są przedmiotem handlu międzynarodowego, dlatego też zwiększenie ambicji w UE będzie powodować częściowe przeniesienie produkcji do innych rejonów świata, nieobjętych tak restrykcyjną polityką klimatyczną jak UE. W przypadku ww. sektorów efekt konkurencyjności wydaje się być ważniejszy niż efekt wielkości rynku, a kontrast jest większy w przypadku sektorów bardziej energochłonnych i zorientowanych na handel, tzn. zmiany są wyższe dla produktów chemicznych czy metalicznych, którymi handluje się na rynkach globalnych niż dla produktów papierniczych sprzedawanych lokalnie.

Bibliografia

1. Antoszewski M, Boratyński J, Zachłod-Jelec M, Wójtowicz K, Cygler M, Jeszke R, Pyrka M, Sikora P, Böhringer C, Gąska J, Jorgensen E, Kąsek L, Kiuila O, Malarski R, Rabiega W, CGE model PLACE – technical documentation for the model version as of December 2014, Centrum Analiz Klimatycznych, Warszawa, grudzień 2015
2. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE
3. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410 z dnia 14 marca 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu wzmocnienia efektywnych pod względem kosztów redukcji emisji oraz inwestycji niskoemisyjnych oraz decyzję (UE) 2015/1814
4. European climate law: Council and Parliament reach provisional agreement (https://www.2021portugal.eu/en/news/european-climate-law-council-and-parliament-reach-provisional-agreement/; dostęp:29.06.2021)
5. Gąska, J., Pyrka, M., Rabiega, W., Jeszke, R.(2020). The CGE model d-PLACE, ver.1.0, Institute of Environmental Protection - National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw.
6. Global Energy and Climate Outlook 2020: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a10-8c54-440e764499e4, Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.
7. Ocena wpływu do komunikatu pt.: "A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy", COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela, 2018.
8. Keywan Riahi, Detlef P. van Vuuren, Elmar Kriegler, Jae Edmonds, Brian C. O'Neill, Shinichiro Fujimori, Nico Bauer, Katherine Calvin, Rob Dellink, Oliver Fricko, Wolfgang Lutz, Alexander Popp, Jesus Crespo Cuaresma, Samir KC, Marian Leimbach, Leiwen Jiang, Tom Kram, Shilpa Rao, Johannes Emmerling, Kristie Ebi, Tomoko Hasegawa, Petr Havlík, Florian Humpenöder, Lara Aleluia Da Silva, Steve Smith, Elke Stehfest, Valentina Bosetti, Jiyong Eom, David Gernaat, Toshihiko Masui, Joeri Rogelj, Jessica Strefler, Laurent Drouet, Volker Krey, Gunnar Luderer, Mathijs Harmsen, Kiyoshi Takahashi, Lavinia Baumstark, Jonathan C. Doelman, Mikiko Kainuma, Zbigniew Klimont, Giacomo Marangoni, Hermann Lotze-Campen, Michael Obersteiner, Andrzej Tabeau, Massimo Tavoni. The Shared Socioeconomic Pathways and their energy, land use, and greenhouse gas emissions implications: An overview, Global Environmental Change, Volume 42, Pages 153-168, 2017, ISSN 0959-3780, DOI:110.1016/j.gloenvcha.2016.05.009
9. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomicznospołecznego, Komitetu regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dn. 28.11.2018 Czysta planeta dla wszystkich Europejska długoterminowa

wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki (COM(2018) 773 final)

10. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomicznospołecznego, Komitetu regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dn. 28.11.2018 Europejski Zielony Ład (COM(2019) 640 final)
11. Konkluzje w sprawie ram polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030, Rada Europejska, Bruksela, 23 października 2014, (EUCO 169/14)
12. Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, Ministerstwo Aktywów Państwowych, Wersja 4.1 z dn. 18.12.2019
13. Maroulis N., Pierre de Kettenis, Kastalie Bougas, Julien Ravet, Alasdair Reid, Julia Rzepecka (VVA), Cumulative Cost Assessment for the EU Chemical Industry, Komisja Europejska 2016
14. National long-term strategies (https://ec.europa.eu/info/energy-climate-change-environment/implementation-eu-countries/energy-and-climate-governance-and-reporting/national-long-term-strategies_en; dostęp: 29.06.2021)
15. Ocena wpływu do komunikatu pt.: "Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people", SWD(2020) 176 final, Komisja Europejska, Bruksela, 2020
16. Polityka energetyczna Polski do 2040, Obwieszczenie Ministra Klimatu i Środowiska z dn. 2 marca 2021 r. w sprawie polityki energetycznej państwa do 2040 r. (Dz. Urz. z 2021 r., poz. 264)
17. Pyrka, M., Tobiasz I., Boratyński, J., Jeszke, R., Mzyk, P. (2020), Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu „Europejski Zielony Ład", CAKE/KOBiZE/IOŚ-PIB, Warszawa, marzec 2020.
18. Rabiega, W., Sikora, P., Gąska, J.,(2020)The TR3E Model, ver.1.0, Institute of Environmental Protection -National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw.
19. Rabiega, W., Sikora, (2020), Ścieżki redukcji emisji CO2 w sektorze transportu w Polsce w kontekście „Europejskiego Zielonego Ładu", CAKE/KOBiZE/IOŚ-PIB, Warszawa, październik 2020.
20. Rabiega, W.,Sikora, P.,Gąska, J. (2019) CO_2 emissions reduction potential in Transport sector in Poland and the EU until 2050, CAKE/KOBiZE/IOS-PIB, Warsaw, October 2019.
21. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/842 z dnia 30 maja 2018 r. 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) nr 525/2013
22. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu, zmiany rozporządzeń Parlamentu Europejskiego i Rady (WE) nr 663/2009 i (WE) nr 715/2009, dyrektyw Parlamentu Europejskiego i Rady 94/22/WE, 98/70/WE, 2009/31/WE,

2009/73/WE, 2010/31/UE, 2012/27/UE i 2013/30/UE, dyrektyw Rady 2009/119/WE i (EU) 2015/652 oraz uchylenia rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 525/2013

23. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S.,(2019). Scenarios of low-emission Energy sector for Poland and the EU until 2050, CAKE/KOBiZE/IOS-PIB, Warsaw, October 2019.
24. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S.,(2020) The MEESA Model, ver.1.0, Institute of Environmental Protection -National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw
25. *Technical Note Results of the EUCO3232.5 scenario on Member States*, Komisja Europejska, 2019.
26. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, z zm.)
27. Wąs, A., Witajewski-Baltvilks,J., Krupin, V., Kobus, P. (2020).The EPICA model, ver. 1.0, Institute of Environmental Protection - National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw.
28. Wąs, A., Witajewski-Baltvilks,J., Krupin, V., Kobus, P. (2020). Assessing climate policy impacts in Poland's agriculture - options overview, CAKE/KOBiZE/IOS-PIB, Warsaw, June 2020.
29. Wyns T., Khandekar G., Robson I., Industrial Value Chain. A bridge towards a carbon neutral Europe, Institute for European Studies, 2018
30. Zmieniony wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady z dn. 17.09.2020 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzenia (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (COM(2020) 563 final)

Załącznik I

Opis zastosowanych narzędzi analitycznych

1. Model d-PLACE

Model d-PLACE to rekurencyjny dynamiczny, globalny i wielosektorowy model równowagi ogólnej (CGE). D-PLACE jest oparty na statycznym modelu CGE o nazwie PLACE, który został stworzony przez Centrum Analiz Polityki Klimatycznej (polski akronim - CAK) w latach 2013-2016.

Model d-PLACE jest rozwiązywany w sposób rekurencyjno-dynamiczny dla lat 2014-2050, w krokach 5-letnich (z wyjątkiem pierwszego kroku, który obejmuje 1 rok). Dane GTAP-10 (Global Trade Analysis Project) posłużyły do kalibracji roku bazowego. Przedstawiają one początkowy stan światowej gospodarki w 2014 r. Scenariusz bazowy (do 2050 r.) jest zgodny z zewnętrznymi projekcjami zmiany PKB, limitów emisji dla UE i limitów emisji dla pozostałych regionów świata. Skutki poszczególnych analizowanych regulacji w scenariuszach polityki klimatycznej przedstawiane są z reguły, jako odchylenia od scenariusza bazowego.

Globalny wymiar modelu umożliwia kompleksową analizę handlu międzynarodowego poprzez wyodrębnienie wielu krajów i regionów świata. Pozwala również na uwzględnienie zmiany lokalizacji produkcji i źródeł emisji na poziomie globalnym. Model d-PLACE powstał w celu zbadania wpływu polityki energetycznej i klimatycznej na gospodarkę, dlatego jego główne cechy zostały zaprojektowane z myślą o takich specyficznych potrzebach.

Po pierwsze, emisje gazów cieplarnianych są modelowane bardzo szczegółowo. Model rozróżnia emisje, CO_2 i emisje innych gazów cieplarnianych, takich jak N_2O (podtlenek azotu), CH_4 (metan), HFC (wodorofluorowęglowodory). Emisje z różnych gazów są wyrażone w ekwiwalencie CO_2. Emisje pochodzące ze spalania paliw i emisje procesowe są modelowane oddzielnie. Emisje dzielą się na dwie główne kategorie:

- Związane ze spalaniem paliw – emisja jest proporcjonalna do zużytej energii/paliwa,
- Emisje procesowe (np. emisja CO_2 z produkcji cementu) – jest związana z poziomem aktywności i proporcjonalna do produkcji.

Włączenie emisji innych niż CO_2 do d-PLACE powoduje, że cele redukcji emisji krajów rozwiniętych obejmują również te gazy.

Drugim wyróżnikiem modelu jest szczegółowe modelowanie polityki klimatycznej w państwach członkowskich UE, z uwzględnieniem celów redukcji emisji w sektorach EU ETS i non-ETS. Przygotowywane scenariusze zawierają cele redukcyjne dla EU ETS na poziomie całej UE. Natomiast w przypadku sektorów nieobjętych EU ETS w UE określa się roczne krajowe ścieżki

redukcji. Model zawiera również cele redukcji emisji dla regionów poza UE, które zostały wyprowadzone z NDC przedłożonych w ramach porozumienia paryskiego.

W modelu d-PLACE szczegółowo modelowane jest zużycie energii. Branże i konsumenci dostosowują swój miks energetyczny w odpowiedzi na zmiany względnych cen różnych paliw (w tym kosztów emisji) i energii elektrycznej. Dodatkowo wytwórcy mogą zastępować energię kapitałem i pracą. Proces produkcji jest modelowany za pomocą zagnieżdżonej funkcji CES (stałej elastyczności substytucji) i funkcji produkcji Leontiefa. Aby zbadać wpływ polityki energetycznej i klimatycznej, model wyróżnia branże energochłonne i wysokoemisyjne, takie jak produkcja rafinowanych produktów naftowych i koksu, chemikalia, minerały niemetaliczne (np. cement, wapno, gips, szkło), papierowo-celulozowa, żelazo i stal oraz aluminium. Ponieważ model obejmuje wybór czasu pracy i wypoczynku, pozwala na analizę wpływu polityki klimatyczno-energetycznej na zagregowany dobrobyt gospodarstw domowych, w tym wyliczenie mechanizmów rekompensat w celu zrównoważenia zwiększonych kosztów produktów dla konsumentów.

Model d-PLACE umożliwia analizę względnych potencjałów redukcji emisji w różnych sektorach i krajach, ponieważ uwzględnia specyficzne dla sektora i kraju technologie produkcji oraz wzorce konsumpcji. Pozwala spojrzeć na cele polityki środowiskowej i klimatycznej z perspektywy minimalizacji kosztów, a także porównać obciążenia między krajami.

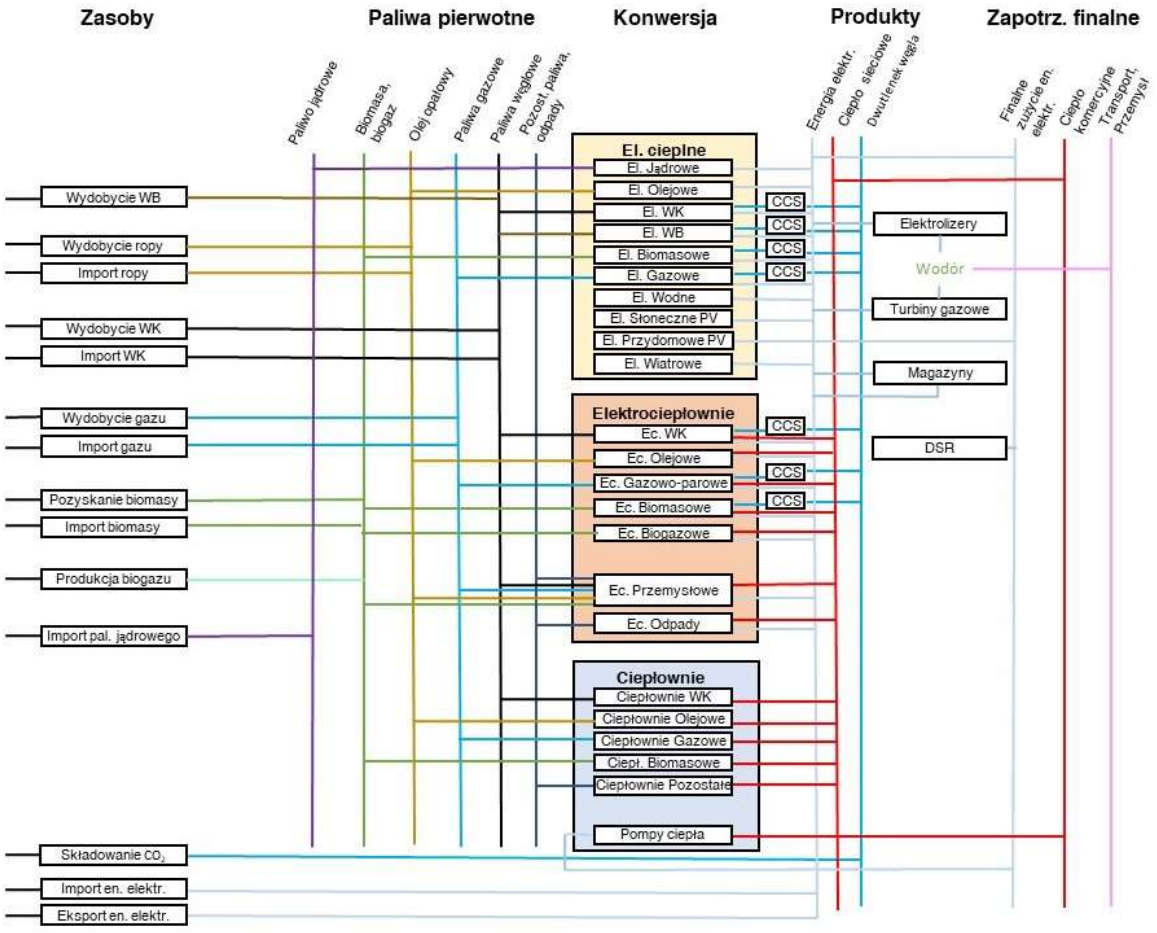
Pełna wersja dokumentacji modelu d-PLACE dostępna jest na stronach: www.climatecake.pl

2. Model sektora energetycznego

Analiza ścieżek rozwoju polskiego sektora elektroenergetycznego w kontekście osiągania wspólnotowych celów klimatycznych UE została przeprowadzona z zastosowaniem optymalizacyjnego modelu bottom-up o nazwie MEESA (*Model for European Energy System Analysis*). Model MEESA jest jednym z narzędzi wykorzystywanych i rozwijanych w ramach projektu LIFE Climate CAKE PL. Został zaprojektowany do analizy roli istniejących i przyszłych technologii energetycznych w osiąganiu celów, jakie wyznacza sektorowi energii polityka klimatyczno-energetyczna UE. Model, obejmuje 27 krajów UE oraz Wielką Brytanię, Szwajcarię i Norwegię. Zasada jego działania opiera się na minimalizacji łącznych zdyskontowanych kosztów pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór pochodzący z elektrolizy w całym rozpatrywanym horyzoncie czasowym w oparciu o wyznaczony w modelu d-PLACE i modelach sektorowych poziom zapotrzebowania, .. Model MEESA umożliwia formułowanie i ocenę alternatywnych strategii dostaw energii zgodnych z ograniczeniami zdefiniowanymi przez użytkownika, do których należą m.in. ograniczenia techniczne, limity na nowe inwestycje, dostępność paliw pierwotnych, wymogi środowiskowe, regulacje prawne i rynkowe, transgraniczny przepływ energii, wymagane poziomy redukcji emisji lub wymagany udział OZE w danym okresie.

MEESA umożliwia modelowanie przepływu energii elektrycznej, ciepła sieciowego oraz wodoru pochodzącego z elektrolizy od pozyskania energii pierwotnej, transport energii, poprzez przemiany energetyczne, przesył i dystrybucję, aż do odbiorców końcowych. W związku z tym koszty funkcjonowania systemu są optymalizowane w całym łańcuchu dostaw, co ma szczególne znaczenie w przypadku rozwoju źródeł wytwarzania znajdujących się blisko odbiorcy. Ogólny schemat odzwierciedlonego w modelu MEESA łańcucha dostaw i rozpatrywanych w nim poziomów zaprezentowano na rys. 1. Analiza ścieżek rozwoju sektora energetycznego w Polsce została sporządzona z uwzględnieniem wszystkich krajów UE (m.in.: w celu odzwierciedlenia ich wpływu na poziom wymiany transgranicznej oraz funkcjonowanie systemu EU ETS).

Rys. 1. Uproszczony schemat systemu energetycznego w modelu MEESA



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

W modelu MEESA zdefiniowano ok. 50 różnych typów technologii, w tym istniejące i nowe jednostki konwencjonalne cieplne, OZE, magazyny energii, elektrolizery oraz usługi DSR. Wodór produkowany w elektrolizerach, może być w modelu wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w turbinach gazowych lub kierowany do sektorów, w których występuje zapotrzebowanie na ten nośnik energii. Ważnym elementem transformacji w ciepłownictwie

będą pompy ciepła, których rozwój wpływać będzie na poziom zapotrzebowania na energię elektryczną. Model umożliwia uwzględnienie ich rozwoju w miejskich systemach ciepłowniczych i indywidualnych źródłach ogrzewania.

Każdej z technologii zdefiniowanej w modelu, przypisano odpowiedni wskaźnik emisji CO_2 odniesiony do jednostki produkcji, co pozwala na prognozowanie całkowitej emisji z sektora oraz uwzględnienie w optymalizacji kosztów związanych koniecznością zakupu uprawnień na rynku.

Model MEESA umożliwia także różnicowanie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło sieciowe według pór roku (zima, lato), typów dni (z niskim, średnim i wysokim zapotrzebowaniem) oraz pory dnia (dzień, noc, okres szczytowego zapotrzebowania). Stanowi to podstawę do określenia trybu pracy poszczególnych jednostek w systemie. Rozwiązanie to umożliwia także analizę poziomu i kierunku wymiany międzysystemowej.

Szczegółowe odzwierciedlenie systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego jest niezbędne w celu prawidłowej oceny kierunków transformacji energetycznej, z uwzględnieniem obszarów, które będą odgrywać kluczową rolę w tym procesie (m.in.: rozproszone źródła energii, magazyny, usługi DSR, połączenia międzysystemowe, czy wodór).

Pełna wersja dokumentacji modelu MEESA dostępna jest na stronach: www.climatecake.pl

3. Model sektora transportu

Model TR^{3}E (*Transport European Economic Model*) jest modelem równowagi cząstkowej sektora transportu w Unii Europejskiej[53]. Model generuje wyniki dotyczące między innymi zmian aktywności transportowej, wyboru rodzaju pojazdu oraz związane z tym odpowiednie emisje CO_2 w odniesieniu do danego scenariusza bazowego. Ponadto, pozwala na szczegółowe modelowanie dynamiki floty według grup wiekowych, biorąc pod uwagę różne poziomy złomowania w ramach floty samochodów. Model pozwala również na zróżnicowanie średniego przebiegu i średniego poziomu emisji CO_2 według wieku floty pojazdów. Model składa się z dwóch głównych modułów: pasażerskiego i towarowego. Obejmuje 4 główne obszary transportu: drogowy, kolejowy, lotniczy oraz żeglugę śródlądową i przybrzeżną towarów. Z geograficznego punktu widzenia TR^{3}E obejmuje swoim zakresem 27 państw członkowskich UE i Wielką Brytanię. Dane historyczne do kalibracji modelu TR^{3}E zostały zaczerpnięte z różnych źródeł. Najważniejszym z nich jest baza danych IDEES (*Integrated Database of the European Energy Sector*), Wspólnego Centrum Badawczego Komisji Europejskiej (JRC – Joint Research Centre). Baza IDEES zasila model danymi o strukturze floty, historycznych poziomach aktywności, stopie złomowania, itp. Drugim głównym źródłem danych jest baza TRACCS (przygotowana na zlecenie Komisji Europejskiej przez firmę Emisia), skąd pochodzą informacje

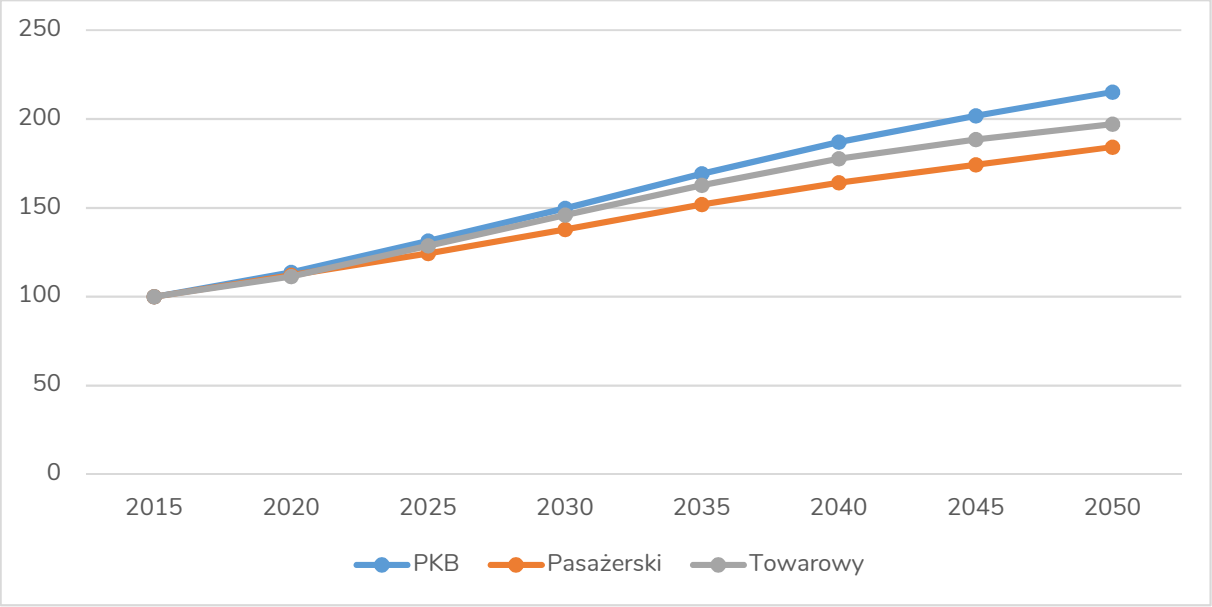
[53] W. Rabiega, P. Sikora, J. Gąska, (2020) The TR^{3}EModel, ver.1.0, Institute of Environmental Protection -National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw. http://climatecake.pl/wp-content/uploads/2020/05/CAKE_TR3E_documentation.pdf

dotyczące kosztów aktywności transportowej w poszczególnych państwach członkowskich UE. Rokiem bazowym w modelu TR³E jest rok 2015. Maksymalny horyzont czasowy zarówno dla scenariusza bazowego, jak i dla scenariuszy analitycznych to rok 2050.

W modelu TR³E scenariusz bazowy służy jako punkt odniesienia do porównania scenariuszy analitycznych, czyli scenariuszy gdzie wprowadzane są różnego rodzaju dodatkowe instrumenty ekonomiczne służące np. ograniczaniu emisji dwutlenku węgla czy promowaniu transportu zbiorowego w stosunku do transportu indywidualnego. W scenariuszu bazowym wprowadzono założenia dotyczące rozwoju gospodarki, jak i szczegółowe wskaźniki, takie jak intensywność emisji CO_2, ceny różnych środków transportu oraz koszty paliwa.

Prognoza wzrostu aktywności zarówno dla scenariusza bazowego, jak i dla scenariuszy analitycznych została uzależniona od wzrostu gospodarczego (PKB). Reakcja gospodarstw domowych i firm pod względem aktywności transportowej (pasażerskiej i towarowej) na wzrost PKB została zaczerpnięta z modelu PRIMES. W przypadku Polski w scenariuszu BAU średni wzrost PKB w latach 2015 – 2050 zakładany jest na poziomie 2,2% r/r, podczas gdy średni wzrost w przewozach pasażerskich wynosi ok. 1,8% r/r i 1,96% r/r w przewozach towarowych. Dla UE średni wzrost aktywności pasażerskiej w latach 2015-2050 wynosi 0,9%, a towarowego 1,2% r/r (przy wzroście PKB o 1,4% r/r). W scenariuszu NEU wzrost gospodarczy w Polsce w wyniku działania polityki klimatycznej (wyższe cele redukcyjne) zostaje spowolniony do poziomu 2,0% r/r w okresie 2015-2050. Zmiany w aktywności pasażerskiej i transportowej zmieniają się adekwatnie do zmian PKB. Dla UE średni wzrost PKB spada o 0,1 pkt. proc. tj. do poziomu 1.3% r/r.

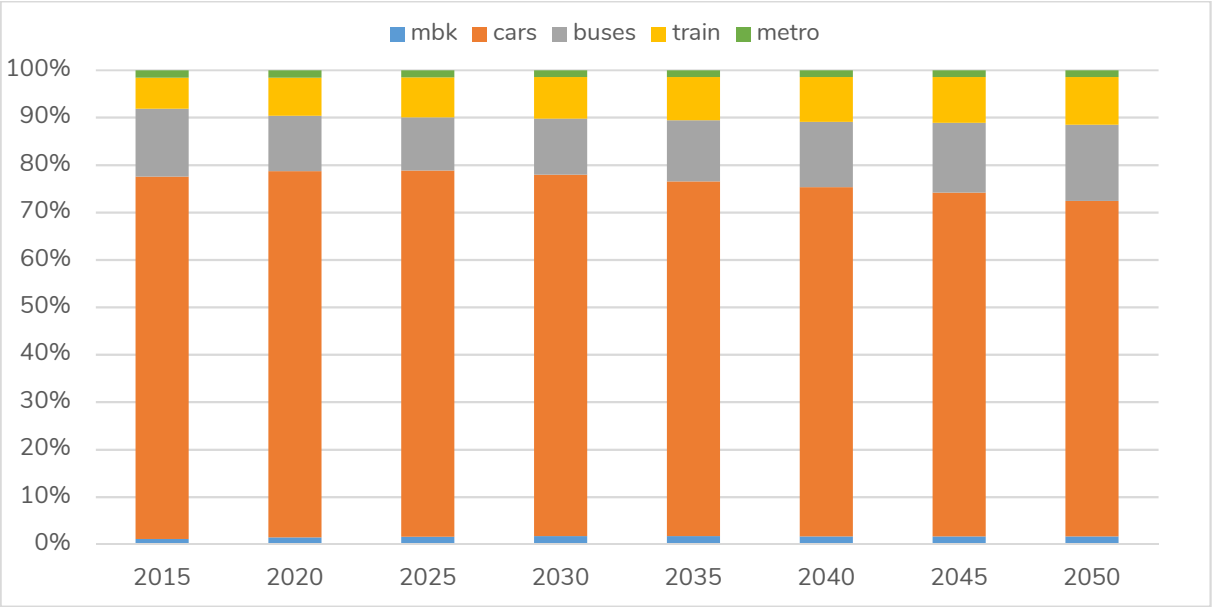
Wykres 1. Dynamika PKB, aktywności transportu pasażerskiego i towarowego PL w scenariuszu BAU [%, 2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Na wykresie 2 została przedstawiona struktura aktywności w transporcie pasażerskim w scenariuszu BAU. Aktywność transportu indywidualnego (samochody osobowe) rośnie o ok. 40% w 2050 r. w stosunku do 2015 r. Natomiast udział tego typu transportu w transporcie lądowym osobowym zmniejsza się na rzecz transportu zbiorowego - autobusy i kolej. Aktywność zbiorowego transportu drogowego zwiększa się w 2050 r. o 70% a kolejowego o 140% w stosunku do 2015 r.

Wykres 2. Zmiany struktury aktywności w transporcie pasażerskim PL [%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

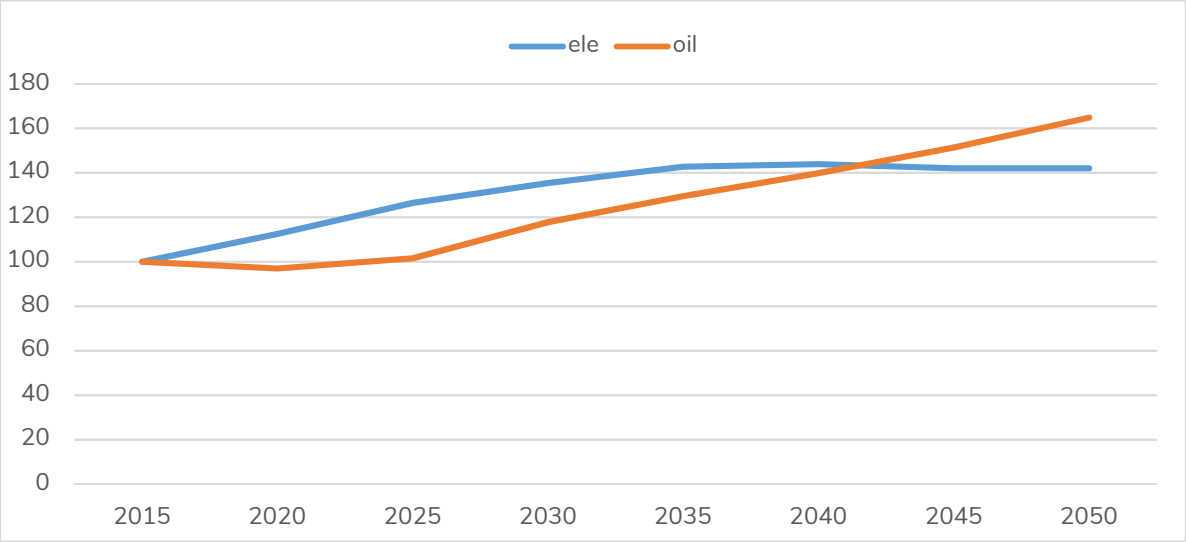
Transport towarowy w Polsce odpowiada za 25 Mt emisji CO_2 w 2020 roku, co stanowi ok. 43% całkowitych emisji sektora transportu. Jest to wartość wyższa niż średnia w UE, gdzie udział tych emisji jest na poziomie 34%. Wynika to z dużej liczby firm transportowych zarejestrowanych w Polsce oraz z położenia geograficznego na wschodniej granicy UE.
W nieznacznym stopniu zwiększa się udział kolei w transporcie towarów. Oznacza to, że tempo rozwoju aktywności kolejowej w scenariuszu BAU przewyższa tempo rozwoju aktywności towarowej na drogach (głównie samochody dostawcze powyżej 3,5t). Aktywność kolejowa wzrasta o 120% w 2050 r. w stosunku do 2015 r. - do poziomu ok. 113 mld tkm. Towarowy transport drogowy rośnie zaś, o ok. 90% - do poziomu 277 mld tkm w 2050 r.

Wykres 3. Zmiana struktury aktywności w transporcie towarowym PL [%].

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Rozwój nowych, zeroemisyjnych technologii związany jest m.in. ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną, a co za tym idzie wzrostem ceny energii elektrycznej. Ponadto, polityka klimatyczna mająca na celu ograniczenie emisji CO_2 będzie przyczyniać się do wzrostów cen paliw ropopochodnych (olej napędowy, benzyna). Zakładane ścieżki wzrostu w scenariuszu BAU przewidują wzrost cen energii elektrycznej o ok. 40% w 2050 r. względem roku 2015. Ceny paliw ropopochodnych rosną natomiast o 60%.

Wykres 4. Ścieżka wzrostu cen energii elektrycznej [ele] i paliw ropopochodnych [oil] w scenariuszu BAU w latach 2015 -2050 w PL [%, 2015=100%].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

W modelu TR³E wybór konsumenta pomiędzy różnymi środkami transportu wynika z poziomów cen poszczególnych środków transportu oraz relacji pomiędzy tymi cenami. W celu urzeczywistnienia kosztów dla użytkowników, wykorzystano koncepcję kosztu za przejazd 1 km danym środkiem transportu. W ramach tej koncepcji, moduł kosztowy w modelu uwzględnia następujące składowe:

- koszt paliwa na 1 km,
- koszt utrzymania pojazdu na 1 km,
- koszt zakupu nowego pojazdu na 1 km.

Poniższe równanie pokazuje dezagregację kosztu za przejazd 1 km na poszczególne części składowe:

$$CPM_{m,i,t} = P_F_{m,i,t} + P_MAINT_{i,t} \cdot \frac{VEH_{i,t}}{TOT_DEM_{i,t}} + P_{NV\,i,t} \cdot \frac{N_VEH_{i,t}}{TOT_DEM_{i,t}}$$

gdzie:

CPM – koszt na km,

P_F – koszt paliwa na km,

$P_MA\,INT$ – koszt utrzymania pojazdu na km,

P_NV – koszt zakupu nowego pojazdu,

VEH – liczba samochodów we flocie,

N_VEH – liczba nowych samochodów we flocie,

TOT_DEM – całkowita liczba km przejechanych przez pojazd

m – typ paliwa,

i – rodzaj technologii,

t – okres (rok).

Pełna wersja dokumentacji modelu TR³E dostępna jest na stronach: www.climatecake.pl

4. Model sektora rolnictwa

Model sektora rolnictwa EPICA (*Evaluation of Policy Impacts – Climate and Agriculture*) wykorzystuje jednocześnie kilka podejść łącząc modele optymalizacyjne różnego typu gospodarstw rolniczych odzwierciedlające procesy dostosowawcze w nich zachodzące i liniowy model struktury gospodarstw z modelem równowagi cząstkowej odzwierciedlającym mechanizm kształtowania się cen na rynku produktów rolniczych. Pozwala on na modelowanie przemian strukturalnych w sektorze gospodarstw uwzględniając jednocześnie reakcje cen. Uzyskano w ten sposób istotną wartość dodaną w stosunku do modeli o dużym poziomie agregacji niebędących w stanie w pełni uchwycić wpływu instrumentów polityki na poziomie gospodarstwa rolnego.

Moduły gospodarstw rolniczych

Pierwszym elementem modelu EPICA są statyczne optymalizacyjne moduły gospodarstw rolniczych. W modułach tych wyodrębniono 23 rodzaje działalności (17 związanych z uprawą roślin i 6 z hodowlą zwierząt), z uwzględnieniem dwóch rodzajów intensywności produkcji (ekstensywna, intensywna). Funkcją celu modułu gospodarstwa rolnego jest maksymalizacja jego dochodu ograniczona dostępnością podstawowych czynników produkcji i nakładów produkcyjnych. Bilanse realizowane w modelach gospodarstw obejmują m.in.: 1) bilans makroelementów dostępnych dla roślin, 2) bilans pasz (oddzielnie dla bydła, trzody i drobiu), 3) bilans pasz objętościowych 4) bilans gruntów, 5) bilans stanowisk dla zwierząt, 6) bilans siły roboczej oraz 7) bilanse wynikające z ograniczeń istniejących lub przyszłych polityk np. ograniczenia środowiskowe (np. redukcja emisji gazów cieplarnianych czy utrzymanie powierzchni trwałych użytków zielonych powyżej 95% obecnego poziomu, zgodnie z wymogami Wspólnej Polityki Rolnej). Operacje modelu są przeprowadzane zarówno na wartościach fizycznych (np.: ha ziemi, tony paszy) jak i ekonomicznych (np.: wartość produkcji).

Moduł gospodarstwa uwzględnia trzy kluczowe czynniki, które są egzogeniczne dla poszczególnych rodzajów działalności rolniczej: 1) relacje produkt / koszty, 2) poziomy cen, 3) instrumenty polityki rolno-klimatycznej. Głównymi rozważanymi instrumentami polityki klimatycznej są ceny za uprawnienia do emisji (analogicznie jak w EU ETS), podatki od nakładów, kwoty emisji GHG, subsydia za ograniczenie emisji, zmniejszenie lub zaprzestanie płatności związanych z produkcją, np. płatności do pogłowia bydła.

Dane wykorzystane w modułach optymalizacyjnych gospodarstw można podzielić na trzy grupy:

1. charakterystyka modelowanych typów gospodarstw, w tym dostępne zasoby (ziemia, stanowiska dla zwierząt lub praca), struktura upraw w roku bazowym, poziom produktywności),
2. charakterystyka modelowanych działalności rolniczych (np. plon poszczególnych upraw i cena wyprodukowanego towaru)
3. ogólne dane opisujące zależności między zdefiniowanymi działalnościami rolniczymi (np. bilanse składników pokarmowych roślin czy pasz).

Dane do budowy modelu zaczerpnięto z bazy FADN, danych udostępnionych przez Ośrodki Doradztwa Rolniczego oraz danych GUS. Modele gospodarstw zostały skalibrowane w roku bazowym 2015 przy wykorzystaniu Pozytywnego Programowania Matematycznego.

Wynikiem działania modeli gospodarstw jest struktura produkcji w określonym roku (zastosowano interwał 5-letni od 2015 do 2050) przy przyjętych w scenariuszu założeniach. Modele gospodarstw rozwiązywane są niezależnie dla 19 rożnych typów gospodarstw, wydzielonych według ich specjalizacji (zbożowe, roślinne, bydlęce, zwierzęta ziarnożerne, mieszane, pozostałe) i wielkości ekonomicznej (małe, średnie, duże, niskotowarowe).

Agregacja wyników modeli dla wszystkich typów gospodarstw (z uwzględnieniem ich udziału w ogólnej liczbie gospodarstw) pozwala na określenie wielkości podaży produktów rolniczych w

skali sektora tj. ilości i wartości towarów rolnych, ale także powierzchni upraw, wielkości stad zwierząt, poziomu plonów, ilości wymaganych nakładów, poziomu kosztów i dochodu rolniczego z gospodarstwa oraz wielkości emisji gazów cieplarnianych.

Moduł rynkowy

Rozwiązania modeli gospodarstw wymieniane są w procedurze iteracyjnej z modułem rynkowym. Moduł rynkowy jest modelem równowagi cząstkowej: zestaw cen produktów rolnych wyprowadza się z warunków równowagi, które zrównują popyt i podaż dla każdego takiego produktu. Konstrukcję modelu rozpoczyna ustalenie popytu jako funkcję cen. Popyt zależy nie tylko od ceny danego produktu, ale też od ceny wszystkich pozostałych produktów rolnych. W ten sposób moduł uwzględnia możliwość substytucji jednych produktów innymi. Dodatkowo moduł bierze pod uwagę, że część potrzeb konsumentów może być zaspokajana poprzez import. Równocześnie zapotrzebowanie na krajową produkcję zależy nie tylko od popytu krajowych konsumentów, ale też od konsumentów za granicą (popytu na eksport). Zarówno import, jak i eksport są również funkcją cen produktów rolnych. Parametry tych relacji są ustalane z wykorzystaniem danych GUS oraz wartości parametrów popytu w modelu CAPRI .

Ceny wyznaczane są poprzez ustalenie punktu równowagi między popytem i podażą. Przewidywane przez moduł gospodarstwa zmiany produkcji przy założonych cenach służą do przesunięcia relacji między podażą a cenami. Ta zmiana prowadzi do nowej równowagi z nowym zestawem cen. Informacje te są następnie ponownie wprowadzane do modelu gospodarstw, który ponownie przewiduje zmiany podaży. Iteracja między dwoma modułami trwa do momentu uzyskania konwergencji cen. W efekcie ustalany jest poziom równowagi miedzy podażą i popytem na rynku dla danego scenariusza w danym roku.

Moduł struktury gospodarstw

W wyniku dostosowań zachodzących w gospodarstwach pod wpływem przyjętych w scenariuszach założeń oraz wynikających z nich skutków dla sytuacji rynkowej możliwe są zmiany opłacalności produkcji w poszczególnych typach gospodarstw przejawiające się w efekcie wahaniami liczby gospodarstw rolniczych w skali kraju. W celu określenia kierunku tych zmian skonstruowano model struktury gospodarstw, który optymalizuje liczbę gospodarstw należących do poszczególnych typów stosując kryterium dochodowe. Jednocześnie nałożone bilanse zapewniają przypisanie wszystkich gruntów rolnych do określonych typów gospodarstw oraz utrzymanie poziomu produkcji na poziomie równowagi określonym w wyniku działania modelu gospodarstw oraz modelu rynku. Wynikiem działania modułu struktury gospodarstw jest dostosowana do warunków rynkowych struktura gospodarstw rolniczych. W kolejnych okresach skorygowana struktura jest wykorzystywana do agregacji wyników modeli optymalizacyjnych gospodarstw.

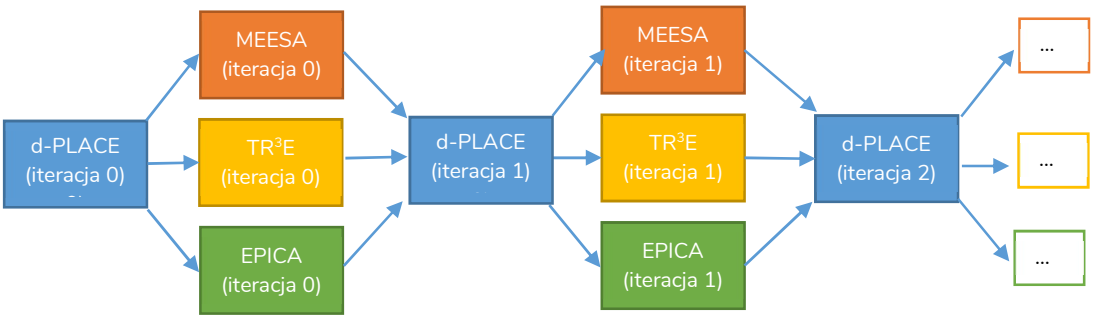
Pełna wersja dokumentacji modelu EPICA dostępna jest na stronach: www.climatecake.pl

5. Połączenie modelu CGE z modelami sektorowymi

Symulacje prezentowane w raporcie zostały przeprowadzone przy użyciu połączonych modeli – makroekonomicznego (d-PLACE) oraz modeli sektorowych – energetycznego (MEESA), transportowego (TR^{3}E) i rolniczego (EPICA). Połączenie modeli zapewnia, z jednej strony, że obraz działań zmierzających do redukcji emisji gazów cieplarnianych jest kompleksowy – szacowane zmiany emisji w różnych sektorach gospodarki sumują się do założonych łącznych celów redukcyjnych, a ponadto krańcowe koszty redukcji emisji w poszczególnych sektorach zrównują się. Z drugiej strony, zastosowanie modeli sektorowych pozwoliło na uchwycenie w większych szczegółach specyfiki sektorów i technologii redukcyjnych w kluczowych obszarach – elektroenergetyki, transportu i rolnictwa.

Poszczególne modele są odrębnymi narzędziami, które mogą być wykorzystywane niezależnie. Ich połączenie polega na sekwencyjnym rozwiązywaniu, któremu towarzyszy przekazywanie wzajemnie wybranych informacji (wyników symulacji). Schemat tej procedury przedstawiony jest na Rysunku 2. Zakres informacji przekazywanych między poszczególnymi modelami przedstawia Tabela 1. Informacje przekazywane między modelami obejmują cały horyzont czasowy symulacji (do 2050 r.), oraz wszystkie regiony UE i państwa należące do EU ETS (za wyjątkiem sektora rolnictwa obejmującego tylko Polskę).

Rysunek 2. Schemat iteracji pomiędzy modelami d-PLACE, MEESA, TR3E i EPICA



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Tabela 1. Wykaz danych wymienianych pomiędzy modelem d-PLACE a modelami sektorowymi MEESA, TR³E i EPICA

d-PLACE → MEESA	MEESA → d-PLACE
▸ Krańcowy koszt redukcji (cena) emisji w ETS. ▸ Zapotrzebowanie na energię elektryczną, • z wyodrębnieniem zużycia w samochodach elektrycznych (na podstawie wyników modelu TR3E). ▸ Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe. ▸ Zapotrzebowanie na wodór w transporcie (na podstawie wyników modelu TR3E) i w przemyśle.	▸ Zużycie paliw (węgla, gazu ziemnego, przetworów ropy naftowej) w produkcji energii elektrycznej i ciepła sieciowego. ▸ Emisje CO_2 związane z wytwarzaniem energii elektrycznej i ciepła sieciowego, • w tym „ujemne" emisje, związane z ich pochłanianiem w ramach technologii BECCS ▸ Średnia cena energii elektrycznej. ▸ Średnia cena ciepła sieciowego. ▸ Średnia cena wodoru. ▸ Nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego.
d-PLACE → TR³E	**TR³E → d-PLACE**
▸ Produkt krajowy brutto. ▸ Krańcowy koszt redukcji (cena) emisji w sektorze non-ETS. ▸ Cena energii elektrycznej (z modelu MEESA). ▸ Cena wodoru (z modelu MEESA).	▸ Zużycie paliw (przetworów ropy naftowej), energii elektrycznej i wodoru w transporcie drogowym. ▸ Emisje w transporcie drogowym.
d-PLACE → EPICA	**EPICA → d-PLACE**
▸ Krańcowy koszt redukcji (cena) emisji w sektorze non-ETS. ▸ Dynamika płac. ▸ Dynamika cen materiałów do produkcji rolnej.	▸ Emisje CH_4 i N_2O w rolnictwie.

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Model MEESA, na podstawie krańcowego kosztu redukcji emisji w EU ETS, a także zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe i wodór, uzyskanych z modelu d-PLACE, wyznacza m.in. koszt wytwarzania energii, strukturę produkcji (udziały poszczególnych technologii w wytwarzaniu energii) i poziom emisji CO_2. Jeśli np. emisyjność wytwarzania energii maleje, to w kolejnej iteracji w modelu d-PLACE zmniejsza się zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji ze strony sektora energetycznego. W efekcie inne sektory gospodarki mogą emitować więcej, a krańcowy koszt redukcji emisji w całym systemie EU ETS maleje. Wobec tego w kolejnej iteracji w modelu MEESA emisyjność wzrasta itd. Proces rozwiązywania modeli prowadzony jest dotąd, gdy wspomniane wahania krańcowych kosztów redukcji w EU ETS i emisji w sektorze energetycznym ustaną lub zmniejszą się do akceptowalnego poziomu. Na podobnej zasadzie ustalana jest w procesie iteracyjnym równowaga pomiędzy innymi zmiennymi modeli – np. wzrost kosztu wytwarzania energii w danej iteracji (MEESA) prowadzi do spadku popytu na nią

(d-PLACE), co następnie ograniczać może koszt wytwarzania (MEESA) i z kolei nieco zwiększać popyt (d-PLACE) itd., aż do momentu stabilizacji rozwiązań.

Model MEESA uwzględnia możliwość pochłaniania emisji w ramach technologii BECCS. Ponieważ spalanie biomasy jest traktowane, co do zasady, jako nieemisyjne, pochłanianie w tym procesie prowadzi do powstania „ujemnych emisji". „Ujemne emisje", uzyskiwane z modelu MEESA, uwzględniane są w modelu d-PLACE poprzez zwiększenie puli uprawnień na emisje w systemie EU ETS w danym regionie – pochłanianie w ramach technologii BECCS pozwala zwiększyć faktyczne emisje w innych sektorach gospodarki.

Sektor energetyczny w modelu d-PLACE jest reprezentowany znacznie mniej szczegółowo niż w modelu MEESA. Wyodrębnione jest zużycie paliw (w podziale na węgiel, gaz ziemny i przetwory ropy naftowej) wraz z emisjami, lecz np. produkcja energii ze źródeł odnawialnych, biomasy lub w ramach energetyki jądrowej nie występują jawnie. Te ostatnie składowe odzwierciedlone są przede wszystkim w postaci łącznego, rocznego kosztu kapitałowego (a także do pewnego stopnia w kosztach pracy, materiałów i usług zewnętrznych). Dopasowanie modelu d-PLACE do wyników modelu MEESA polega na uzgodnieniu między nimi zużycia paliw i emisji oraz kosztów kapitałowych. Koszty kapitałowe w modelu d-PLACE modyfikowane są w taki sposób, aby odzwierciedlić dynamikę średniego kosztu energii elektrycznej i ciepła sieciowego z modelu MEESA, wynikającą z transformacji sektora energetycznego. Np. zwiększenie udziału źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej wyraża się w modelu d-PLACE wzrostem udziału kosztu kapitału w cenie energii, poprzedzonym odpowiednimi wydatkami inwestycyjnymi.

Połączenie modelu d-PLACE i TR^{3}E było utrudnione z powodu różnic w klasyfikacji i pomiarze aktywności transportowej w obu modelach. Z tego powodu zakres wymiany informacji jest mniejszy niż w przypadku połączenia d-PLACE i MEESA. W modelu TR^{3}E aktywność wyrażona jest w osobo- lub tonokilometrach, podczas gdy w modelu d-PLACE – w jednostkach pieniężnych (w cenach stałych). Ponadto, w modelu TR^{3}E transport opisując w uproszczeniu dzielony jest na osobowy i towarowy, natomiast w modelu d-PLACE aktywność transportowa dzieli się między sektor gospodarstw domowych i sektor usług transportowych – w tym ostatnim mieści się zarówno transport towarowy, jak i osobowy. W modelu TR^{3}E aktywność transportowa wyznaczana jest na podstawie pochodzącej z d-PLACE dynamiki PKB. Struktura środków transportu dostosowuje się natomiast m.in. do krańcowego kosztu redukcji emisji w sektorze non-ETS wyznaczonego w d-PLACE, a także cen energii elektrycznej i wodoru przekazywanych przez d-PLACE z modelu MEESA. Z kolei model d-PLACE dopasowuje zużycie energii i emisje do wyników z modelu TR^{3}E. Biorąc pod uwagę różnice metodologiczne, poziomy aktywności nie są obecnie uzgadniane między modelami. Wyniki z modelu TR^{3}E wpływają na koszty transportu odzwierciedlone w modelu d-PLACE poprzez zmianę struktury źródeł energii i ich emisyjności.

Model EPICA wyznacza zmiany struktury i wielkości produkcji rolnej dla zadanego poziomu krańcowego kosztu redukcji emisji, ustalonego w modelu d-PLACE. Prowadzą one do redukcji emisji CH_4 i N_2O, które następnie zostają odzwierciedlone w modelu d-PLACE. Podobnie jak w

przypadku sektora transportu, poziom produkcji rolnej nie jest uzgadniany między modelami. W przeciwieństwie do modeli sektora energetycznego i transportowego, EPICA jest modelem tylko dla Polski. Jednak ponieważ sam model d-PLACE nie obejmuje mechanizmów redukcji emisji CH_4 i N_2O poprzez zmianę technologii i struktury produkcji w rolnictwie, zmiany emisyjności uzyskiwane dla Polski są również zadawane w innych krajach UE.

Iteracyjna wymiana wyników między modelem d-PLACE a modelami TR^{3}E i EPICA prowadzi do ustalenia wspólnego dla wszystkich sektorów non-ETS w danym regionie krańcowego kosztu redukcji emisji. Wstępny szacunek tego kosztu uzyskiwany, w modelu d-PLACE, wywołuje w modelach TR^{3}E i EPICA zmiany emisyjności transportu i produkcji rolnej, co w kolejnej iteracji prowadzi do zmiany „popytu na emisje" w modelu d-PLACE i związanej z tym korekty krańcowego kosztu redukcji.

Załącznik II

Główne założenia

1. Model d-PLACE

Podstawowym źródłem danych dla modelu d-PLACE jest tablica przepływów międzygałęziowych (I-O) oparta na bazie danych GTAP 10. Baza danych GTAP zawiera ogólnoświatową tabelę I-O, która przedstawia globalne dane dotyczące procesów produkcyjnych na poziomie branżowym, powiązań międzybranżowych poprzez nakłady pośrednie, popytu końcowego (w tym konsumpcji i inwestycji) oraz handlu międzynarodowego (w tym danych dotyczących transportu i ceł), z rozróżnieniem 141 regionów oraz 65 towarów (branż), za lata 2004, 2007, 2011 i 2014. Do raportu wykorzystano dane z 2014 r. Baza GTAP zawiera również informacje o różnych rodzajach podatków i dotacji, a także kilka uzupełniających się rozszerzeń. Dla modelu d-PLACE najważniejszym rozszerzeniem jest GTAP-E, które uzupełnia dane ekonomiczne o dane dotyczące zużycia energii i emisji CO_2.

Globalną tablicę I-O w modelu d-PLACE uzupełniają dodatkowe źródła danych dotyczące wzrostu gospodarczego, cen paliw i emisji.

- Dane ekonomiczne wykorzystane w modelu d-PLACE obejmują przede wszystkim projekcje PKB:
  - Dla regionów UE historyczne zmiany PKB zaczerpnięto z Eurostatu do 2019 r. Dane te są uzupełnione prognozami ze scenariusza referencyjnego Primes 2020 (obecnie w konsultacjach) z uwzględnieniem COVID-19. Źródła danych dla Primes 2020:
    - Prognoza gospodarcza ECFIN z jesieni 2019 r.,
    - Prognozy ECFIN „t+10”,
    - zaadaptowane dane z Raportu „Ageing Report”.
  - Dla regionów spoza UE tempo wzrostu PKB obliczono na podstawie danych:
    - World Economic Outlook (IMF), październik 2020: A Long and Difficult Ascent,
    - OECD: Dataset: Economic Outlook No 103 - July 2018 - Long-term baseline projections.
- Trendy cen paliw (węgiel, ropa naftowa, gaz ziemny) są spójne z założeniami modeli sektorowych i pochodzą z publikacji Międzynarodowej Agencji Energii (World Energy Outlook 2017 - Scenariusz New Policies).
- Dane historyczne o emisjach procesowych CO_2:
  - Dla regionów UE pochodzą z bazy danych Europejskiej Agencji Środowiska.
  - Dla regionów spoza UE z bazy danych EDGAR, prowadzonej przez Wspólnotowe Centrum Badawcze (JRC), jedna z Dyrekcji Generalnych Komisji Europejskiej.

Wykorzystanie wodoru i technologie pochłaniania CO_2 (CCS/CCU) w sektorach przemysłowych

W modelu d-PLACE do symulacji technologii CCS/CCU w sektorach przemysłowych wykorzystano dane o kosztach i maksymalnych wielkościach pochłaniania zgodnie z tabelą 1.

Tabela 1. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii CCS/CCU w modelu d-PLACE

Sektor	Potencjał pochłaniania	Koszt $/t$CO_2$	Źródła danych
Hutnictwo żelaza i stali	50%	68,7	Tsupari et al. (2013)[54]
Rafinerie ropy naftowej, przemysł chemiczny	50%	121,8	van Straelen et al. (2010)[55]
Przemysł celulozowo-papierniczy	75%	56,4	IEA (2013)[56]
Przemysł cementowy	90%	61,5	

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

W przypadku wykorzystania wodoru przyjęto założenie, że paliwo to może zastępować gaz. Koszt produkcji wodoru jest wyznaczany w modelu energetycznym MESSA (na postawie kosztów produkcji energii elektrycznej). Natomiast maksymalne potencjały zamiany gazu na wodór określono na poziomie 95% do 2050 r.

2. Model sektora energetycznego

W modelu sektora energii kluczowymi założeniami o charakterze egzogenicznym są przede wszystkim:

- Stopa dyskonta 7,5%
- Ceny paliw pierwotnych (ropa, gaz, węgiel) – WEO 2017
- Projekcje cen uprawnień do emisji CO_2 (w przypadku kiedy analizowany jest wpływ cen uprawnień na kształt miksu energetycznego) – na podstawie wyników modelu d-PLACE, który uwzględnia bilans uprawnień w całym systemie EU ETS, określone w drodze szeregu iteracji.
- Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania energii elektrycznej, ciepła sieciowego i wodoru – założenia do modelu PRIMES dla scenariusza Referencyjnego 2020.

[54] Tsupari, E., et al., 2013. Post-combustion capture of CO2at an integrated steelmill—Part II: economic feasibility. Int. J. Greenhouse Gas Control 16, 278–286.
[55] van Straelen, J., et al., 2010. CO2 capture for refineries: a practical approach. Int. J.Greenhouse Gas Control 4 (2), 316–320.
[56] International Energy Agency.Technology Roadmap—Carbon capture and storage, 2013. International EnergyAgency.

- Ograniczenia na przyrost nowych mocy wytwórczych (roczne i całkowite w danym okresie) – założenia eksperckie na podstawie dostępnych źródeł literaturowych i scenariuszy ENTSO-E.
- Dostępne moce przesyłowe na połączeniach transgranicznych na podstawie planów krajowych i scenariuszy ENTSO-E.

W modelu MEESA projekcje zapotrzebowania na energię elektryczną, ciepło sieciowe oraz wodór mają charakter danych wejściowych, pochodzących z modelu d-PLACE i modeli sektorowych. Stąd też projekcje demograficzne oraz tempa wzrostu PKB i wartości dodanej brutto, nie są kluczowe w modelu MEESA, a wpływają w największym stopniu na wyniki uzyskiwane w modelach określających zapotrzebowanie.

Stopa dyskonta

W modelu MEESA stosuje się jedną stopę dyskontową, która jest wykorzystywana zarówno w odniesieniu do kosztów finansowania, jak i dyskontowania społecznego. Dyskontowanie społeczne stosuje się w celu odzwierciedlenia wyceny dobrobytu w najbliższej przyszłości w porównaniu z dobrobytem w perspektywie długoterminowej. Społeczna stopa dyskonta jest zazwyczaj niższa od stopy dyskonta używanej w modelach finansowych. Niższa stopa dyskonta faworyzuje technologie kapitałochłonne (takie jak np. elektrownie jądrowe). Dla technologii o stosunkowo niskich jednostkowych nakładach inwestycyjnych wysokość stopy dyskonta nie odgrywa kluczowej roli. Stąd też w modelu przyjęto wartość tego parametru na stosunkowo wysokim poziomie tj. 7,5%, aby nie faworyzować technologii kapitałochłonnych, z którymi wiąże się duże ryzyko inwestycyjne.

Ceny paliw pierwotnych

Ceny paliw pierwotnych (ropa, gaz, węgiel kamienny) zostały przyjęte na podstawie trendów wynikających z projekcji opracowanych przez Międzynarodową Agencję Energii (World Energy Outlook 2017). Pochodzące z w/w opracowania wielkości zostały przeliczone na ceny stałe EURO z 2015 r. Dla gazu ziemnego zastosowano przelicznik LCV/HCV = 0,9.

Ceny węgla brunatnego, oleju opałowego, biomasy i paliwa jądrowego są wynikiem analizy eksperckiej opartej na historycznych notowaniach tych paliw, przewidywań w zakresie wielkości popytu i podaży oraz zidentyfikowanych relacji do cen węgla kamiennego i ropy naftowej.

Ceny uprawnień do emisji CO_2

Ceny uprawnień do emisji CO_2 obok cen paliw pierwotnych będą stanowić w przyszłości jeden z głównych czynników kształtujących strukturę wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

sieciowego. Ceny te mają charakter danych endogenicznych, ustalają się w kolejnych iteracjach wykonywanych pomiędzy modelami MEESA, d-PLACE i TR^{3}E.

Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego

Założenia techniczno-ekonomiczne w modelu MEESA oparto na przyjętych pod koniec 2020 roku finalnych założeniach stanowiących podstawę tworzenia nowego scenariusza PRIMES Reference Scenario 2020.

Ograniczenia na przyrost nowych mocy wytwórczych

Ograniczenia na przyrost nowych mocy wytwórczych oraz maksymalny ich poziom przyjęto na podstawie oszacowań eksperckich, bazujących na takich źródłach jak: TYNDYP2018, TYNDYP2020, World Nuclear Association, Krajowe Plany na rzecz Energii i Klimatu na lata 2020-2030.