

GO'50

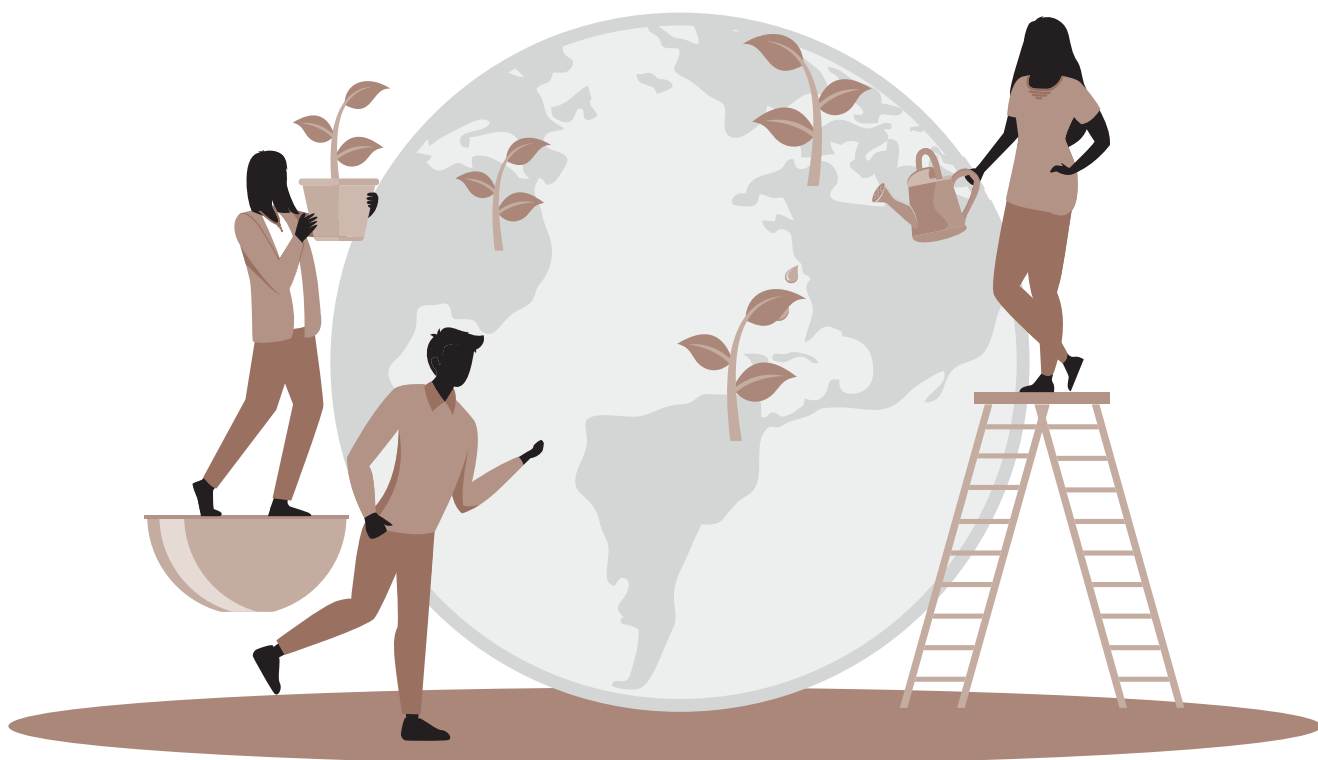
NO.05/2024
ISSN 2720-5320

KLIMAT | SPOŁECZEŃSTWO | GOSPODARKA



GO'50

KLIMAT | SPOŁECZEŃSTWO | GOSPODARKA



Niniejszy dokument może być używany, kopiowany rozpowszechniany, w całości lub w części, wyłącznie w celach niekomercyjnych i z zachowaniem praw autorskich, w szczególności ze wskazaniem źródła ich pochodzenia.

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

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 jakiegokolwiek szkody powstałe w wyniku korzystania z jego treści.

W celu otrzymywania bezpośrednio numerów publikatora „GO2’50” oraz „Raportu z rynku CO₂” zachęcamy Państwa do zapisywania się do naszego **NEWSLETTERA**.



**Krajowy Ośrodek Bilansowania
i Zarządzania Emisjami**

Instytut Ochrony Środowiska
Państwowy Instytut Badawczy



**Centrum Analiz
Klimatyczno-Energetycznych**

Wydawca:

Instytut Ochrony
Środowiska-Państwowy
Instytut Badawczy

Krajowy Ośrodek
Bilansowania
i Zarządzania Emisjami

Redaktor naczelny:

Redaktor naczelny:
Robert Jeszke

Sekretarz redakcji:
Aneta Tylka

Adres:

ul. Słowicza 32
02-170 Warszawa, Polska

www.kobize.pl
e-mail: cake@kobize.pl

Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.



Sfinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**

Zespół Autorów pod redakcją Roberta Jeszke:



Robert Jeszke

Zastępca Dyrektora IOŚ-PIB,
Kierownik KOBIZE i Centrum
Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, CAKE



Maciej Pyrka

Kierownik Zespołu
Strategii Analiz i Aukcji, Centrum
Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Igor Tatarewicz

Zastępca Kierownika Zespołu
Strategii Analiz i Aukcji, Centrum
Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Sebastian Lizak

Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Michał Lewarski

Zespół Strategii Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Piotr Świat

Zespół Prawny, KOBIZE



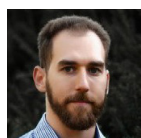
Marta Rosłaniec

Zespół Strategii Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Wojciech Rabięga

Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Szymon Wójcik

Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



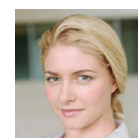
Sławomir Skwierz

Wiceprezes Zarządu Agencji Rynku
Energii S.A.



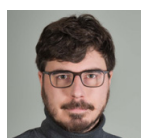
Izabela Zborowska

Zastępca Kierownika Zespołu
Instrumentów Polityki
Klimatycznej, KOBIZE



Anna Serzysko

Zespół Instrumentów Polityki
Klimatycznej, KOBIZE



**Jan Witajewski-
-Baltvilks**

Zespół Strategii Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Sylwia Kryłowicz

Zastępca Kierownika, Zespół
Rozdziału Uprawnień, KOBIZE



Przemysław Chrzan

Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE



Tomasz Majchrzak

Kierownik Zespół Rozdziału
Uprawnień, KOBIZE



Piotr Lipka

Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE



**Małgorzata
Nowakowska**

Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE



Katarzyna Mazanek

Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



Grzegorz Gmyrek

Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
Centrum Analiz Klimatyczno-
Energetycznych, KOBIZE



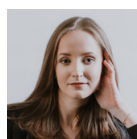
Adam Wąs

Profesor Szkoły Głównej
Gospodarstwa Wiejskiego, CAKE



Piotr Sulewski

Profesor Szkoły Głównej
Gospodarstwa Wiejskiego



Izabela Lewarska,

Zespół Strategii, Analiz i Aukcji,
KOBIZE/CAKE

Spis treści

Wstęp	6
1. Analiza rynku uprawnień do emisji CO ₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2025 r. ...	7
2. Co wiemy o mechanizmie dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO ₂ (CBAM) po roku jego funkcjonowania?	17
3. Wyzwania transformacji w ciepłownictwie systemowym	28
4. Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji.	40
5. Zasady uczestnictwa przedsiębiorstw żeglugowych w systemie EU ETS.	59
6. Wszystko co chcielibyście wiedzieć o ETS2, ale nie wiecie jak zapytać.....	73
7. System ETS2: szanse i wyzwania dla Polski w kontekście transformacji energetycznej i celów klimatycznych UE.....	89
8. Realne koszty emisji CO ₂ w transporcie i budynkach w kontekście ETS2 w Polsce do 2050 roku .	99
9. Skutki ekonomiczne proponowanego przez Komisję Europejską celu redukcji emisji GHG na 2040 rok.....	116
10. Rolnictwo ekologiczne – rozwiązanie problemów Planety czy ślepy zaułek w rozwoju.....	128
11. Wyzwania w integracji Ukrainy z EU ETS	138
12. Rola transparentności w realizacji Porozumienia paryskiego.....	151

Wstęp

Chociaż czasem o tym zapominamy, nie ulega wątpliwości, że skutki globalnego ocieplenia, a w konsekwencji polityka klimatyczna oddziałują na wszystkie sektory gospodarki i wiele obszarów naszego życia. Podobny wielowymiarowy charakter ma najnowszy, piąty już numer naszego publikatora „GO2’50. Klimat. Społeczeństwo. Gospodarka”, który z przyjemnością oddajemy w Państwa ręce.

Wybiegając w przyszłość polecamy artykuł przedstawiający perspektywy i prognozy rynku uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS na 2025 r. oraz wprowadzamy Państwa w meandry mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) w artykule, w którym autorzy oceniają go po roku funkcjonowania.

Ważnym obszarem, w którym transformacja energetyczna okazuje się dalece niełatwym zadaniem jest ciepłownictwo systemowe. Dotyczy to szczególnie takich państw jak Polska. Z tematem tym mierzą się autorzy kolejnego artykułu, przedstawiając możliwe ścieżki zmian w tym sektorze oraz możliwe skutki.

Znaczna część niniejszego numeru poświęcona jest dynamicznie rozwijającej się polityce klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, pokazując jak staje się coraz bardziej skomplikowana. Modyfikacjom poddawane są zarówno mechanizmy funkcjonujące już od pewnego czasu, jaki i te obecnie wdrażane i planowane do wdrożenia. Polecamy Państwu przygotowany przez ekspertów KOBiZE artykuł wyjaśniający nowe zasady przydziału bezpłatnych uprawnień w systemie EU ETS oraz tekst opisujący obowiązki z zakresu monitorowania, raportowania i weryfikacji dla transportu morskiego, który został włączony do tego systemu.

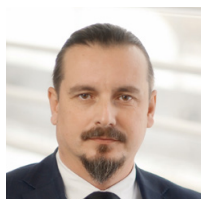
W kontekście nowych rozwiązań w zakresie polityki klimatycznej UE, których wdrażanie trwa lub nastąpi w najbliższej przyszłości, rekomendujemy artykuły poświęcone nowemu systemowi handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego (ETS2). Zarówno artykuł wyjaśniający zasady jego funkcjonowania, jak i analizujący szanse oraz wyzwania dla Polski z niego wynikające w kontekście transformacji energetycznej.

Przed wyzwaniami wynikającymi z polityki klimatycznej musi mierzyć się także sektor rolnictwa, którego zadaniem z jednej strony jest zaspokojenie rosnącego zapotrzebowania na żywność, z drugiej zaś ograniczenie negatywnego wpływu na klimat i środowisko. Nie da się uciec od dyskusji i działań w tym obszarze, tym bardziej ważne są więc analizy i oceny, nierzadko krytyczne, proponowanych oraz wdrażanych rozwiązań, o czym piszą autorzy kolejnego artykułu, zastanawiając się, czy rolnictwo ekologiczne jest tym właściwym kierunkiem.

Śledząc rozwój polityki klimatycznej UE musimy zwracać uwagę na jej skutki w szerszym wymiarze, o czym mowa w tekście omawiającym ekonomiczne konsekwencje proponowanego przez Komisję Europejską celu redukcji emisji GHG na 2040 rok. Bieżąca debata polityczna – także w okresie prezydencji Polski w Radzie UE w pierwszej połowie 2025 r. – skoncentruje się na wpływie przyszłych decyzji na konkurencyjność europejskich rynków oraz koszty dla konsumentów.

Jako że zmiany klimatu to problem globalny, a swoją dynamikę mają też międzynarodowe negocjacje, polecamy tekst poświęcony roli transparentności w realizacji Porozumienia paryskiego, a także artykuł dotyczący rozszerzania zakresu i wpływu wspólnotowej polityki klimatycznej na przykładzie integracji rozwiązań wdrażanych w Ukrainie z systemem EU ETS działającym w Unii Europejskiej.

Zapraszamy do lektury!



Robert Jeszke

Zastępca Dyrektora IOŚ-PIB ds. zarządzania emisjami
Kierownik KOBiZE i CAKE



Analiza rynku uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2025 r.

Autor:

Sebastian Lizak, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Michał Lewarski, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Analiza rynku uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS: perspektywy i prognozy na 2025 r.

Słowa kluczowe: cena uprawnień do emisji, EUA, pakiet „Fit for 55”, EU ETS, rezerwa MSR, popyt, podaż, emisje, rynek uprawnień CO₂



Autor:
Sebastian Lizak



Autor:
Michał Lewarski

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest identyfikacja czynników technicznych (analiza wykresów i wskaźników) oraz fundamentalnych (kształtujących popyt i podaż na rynku CO₂), które potencjalnie wpłyną na notowania cen uprawnień EUA w 2025 r.

W pierwszej części artykułu na podstawie technicznej analizy wykresów dokonano identyfikacji obecnie trwającego trendu na rynku uprawnień oraz wskazano najważniejsze czynniki techniczne, które o tym decydowały. Dodatkowo, przedstawiono potencjalny scenariusz dla cen uprawnień w perspektywie 2025 r.¹ Scenariusz wzrostowy zakłada potencjalne odwrócenie obecnie trwającej korekty spadkowej, natomiast scenariusz spadkowy zakłada ponowną możliwość przetestowania minimum cenowych do poziomów wyznaczonych za pomocą analizy technicznej. Artykuł przedstawia także warunki techniczne, jakie muszą zostać spełnione, aby któryś z powyższych scenariuszy mógł zostać zrealizowany.

W drugiej części artykułu dokonano identyfikacji potencjalnych czynników podaży-popytowych w systemie EU ETS, które mogą mieć wpływ na zachowanie cen uprawnień w 2025 r. Do grupy czynników podażyowych można zaliczyć te czynniki, które decydują o wielkości uprawnień oferowanych w ramach rynku pierwotnego i wtórnego w systemie EU ETS. Z kolei popyt na uprawnienia będzie determinowany przez wielkość emisji i przyszłe zachowania uczestników EU ETS (operatorów instalacji, producentów energii i instytucji finansowych) w zależności od ich bieżących potrzeb emisyjnych i hedgingowych.

W trzeciej części zaprezentowano trzy projekcje cen uprawnień EUA na 2025 r. trzech firm analitycznych (KOBIZE/CAKE, BNEF i Veyt, które uwzględniają zarówno czynniki podażyowe, jak i popytowe).

¹ Niniejszy artykuł zawiera prognozy cenowe, które stanowią jedynie opinię autorów i mają charakter informacyjny. Prognozy te oparte są na dostępnych danych oraz aktualnych trendach rynkowych, jednak należy pamiętać, że rynek jest zmienny, a przyszłe wydarzenia mogą wpłynąć na wyniki w sposób nieprzewidywalny. Zgodnie z art. 69 ustawy z dnia 29 lipca 2005 r. o obrocie instrumentami finansowymi, publikowane informacje nie stanowią porady inwestycyjnej ani rekomendacji w rozumieniu przepisów prawa. Autorzy nie ponoszą odpowiedzialności za jakiegokolwiek decyzje inwestycyjne podjęte na podstawie przedstawionych prognoz.

Analiza cen uprawnień za pomocą wykresów i wskaźników

Czy rynek uprawnień obecnie znajduje się w trendzie wzrostowym (hossie) czy spadkowym (bessie)? Trudno jednoznacznie odpowiedzieć na to pytanie, ponieważ jak to jest widoczne na wykresie 1, można wyrysować dwie linie trendu wzrostowego. Pierwsza z nich oznaczona jako „linia hossy 1” została wyznaczona po dołkach z marca i października 2020 r. oraz z lutego 2024 r. Natomiast ta szybsza druga linia („linia hossy 2”) jest bardziej stroma i została wyznaczona po dołkach z października 2020 r., września 2022 r. oraz maja 2023 r. Gdyby przyjąć, że uprawnienia do emisji wciąż znajdują się w trendzie wzrostowym, to obowiązywałaby „linia hossy 1”, a „linia bessy” oznaczona kolorem czerwonym, byłaby tylko korektą w trendzie wzrostowym. Natomiast, gdyby uznać, że obowiązuje linia hossy #2, to czerwona linia bessy oznaczałaby, że obecnie uprawnienia znajdują się w trendzie spadkowym.



Można zauważyć, że ceny uprawnień EUA od lutego 2020 r. do lutego 2023 r. dynamicznie rosły z ok. 18 EUR do poziomu 95 EUR (daje to wzrost o ponad 430%), co jest najwyższą historycznie wartością cen uprawnień w ujęciu miesięcznym osiągniętą na rynku wtórnym spot (tzw. „All Time High” – w skrócie ATH).

Można zauważyć, że ceny uprawnień EUA od lutego 2020 r. do lutego 2023 r. dynamicznie rosły z ok. 18 EUR do poziomu 95 EUR² (daje to wzrost o ponad 430%), co jest najwyższą historycznie wartością cen uprawnień w ujęciu miesięcznym osiągniętą na rynku wtórnym spot (tzw. „All Time High” – w skrócie ATH). Od osiągnięcia ATH, ceny uprawnień uległy

jednak ponad 40% korekcie spadkowej, a ceny notowały coraz niższe dołki i szczyty. W efekcie, w lutym 2024 r., korekta ta sprowadziła ceny do lokalnego minimum na poziomie ok. 56 EUR (w interwale miesięcznym). Od ostatnich kilku miesięcy ceny uprawnień konsolidują się jednak w przedziale ok. 65–75 EUR sygnalizując potencjalną próbę odwrócenia korekty spadkowej (lub trendu spadkowego). Wskazują na to: sekwencja coraz wyższych dołków cenowych oraz wybicie w połowie października czerwonej linii bessy na wykresie miesięcznym (oznaczone na wykresie 1 kolorem żółtym).

Formacja trójkąta, która została ukształtowana (rys.1) daje potencjalny zasięg wzrostów nawet w okolice 95 EUR, czyli do historycznego szczytu (tzw. ATH). Kluczowe jednak będzie wcześniejsze przebicie się cen uprawnień przez linię oporu na poziomie 80 EUR, do której obecnie dotarła cena uprawnień. Przełamanie tej strefy otworzyłoby drogę do poprawienia historycznych szczytów notowań. Jednak w przeciwnym scenariuszu, gdyby tego oporu (80 EUR) nie udało się przełamać, istnieje ryzyko korekty spadkowej, co najmniej do pierwszej linii hossy i pierwszego poważnego wsparcia na poziomie ok. 65 EUR.

Oscylator RSI³, mierzący siłę relatywną cen uprawnień, przez bardzo długi czas poruszał się w trendzie spadkowym, co obrazuje wyraźnie nachylona w dół linia oporu na wykresie tygodniowym. Dopiero pod koniec grudnia 2024 r. nastąpiło wybicie opadającej linii oporu. Oznacza to, że być może następuje próba zmiany dominującego trendu (spadkowego na wzrostowy). Obecnie wskaźnik RSI znajduje się w okolicach 65 pkt., czyli bardzo blisko strefy wykupienia rynku na poziomie 70 pkt. Znaczące przekroczenie tego poziomu zwiększa ryzyko korekty spadkowej.

² Podano ceny zamknięcia w interwale miesięcznym. Należy zauważyć, że ceny zamknięcia w interwale miesięcznym, tygodniowym i dziennym różnią się między sobą.

³ Wskaźniki siły rynku RSI (Relative Strength Index), czyli wskaźnik względnej siły również mierzony jest w skali od 0 do 100. Najpopularniejszymi okresami, dla których liczony jest ten wskaźnik są okresy 9, 14 oraz 21 dni. RSI mierzy siłę ruchów wzrostowych w relacji do ruchów spadkowych. Sygnałem jest wejście lub opuszczenie przez wartość wskaźnika poziomu wyprzedania lub wykupienia rynku. Przyjmuje się, że wartość poniżej 30 oznacza poziom wyprzedania rynku, a wartość RSI powyżej 70 oznacza poziom wykupienia rynku.

WYKRES 1. NOTOWANIA CEN UPRAWNIENÍ EJA NA RYNKU TERMINOWYM W INTERWALE MIESIĘCZNYM Z WYRYSOWANYMI LINIAMI TRENDU WZROSTOWEGO I SPADKOWEGO ORAZ LINII WSPARCÍ I OPORÓW.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie investing.com (dostęp 5 grudnia 2024 r.)

WYKRES 2. ZASIĘG WYBICIA Z FORMACJI TRÓJKĄTA DO 90 EUR W INTERWALE TYGODNIOWYM



Źródło: Opracowanie własne na podstawie investing.com (dostęp 5 grudnia 2024 r.)

WYKRES 3. WSKAŹNIKI TECHNICZNE (PO LEWEJ RSI, PO PRAWEJ MACD) ODNOSZĄCE SIĘ DO CEN UPRAWNIEŃ, W INTERWALE TYGODNIOWYM.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie investing.com (dostęp 5 grudnia 2024 r.)

Drugi z najważniejszych wskaźników analizy technicznej, tj. oscylator MACD⁴, analizujący zbieżność/rozbieżność średnich ruchomych bardzo mocno wskazuje na potencjalne oznaki zmiany trendu. Na wykresie tygodniowym można dostrzec przełamanie spadkowej linii kanału poprowadzonej przez szczyty przecinających się średnich ruchomych. Co istotne, w listopadzie 2024 r. doszło do przecięcia od dołu linii średnich (zaznaczone kolorem żółtym), co bywa interpretowane, jako sygnał kupna. Analogiczna sytuacja miała miejsce w przeszłości, po którym nastąpiło wyraźne odbicie notowań cen uprawnień EUA. Co więcej histogram MACD (pionowe kreski) znalazł się powyżej linii zera, co jest bardzo mocnym sygnałem kupna. Rośnie zatem prawdopodobieństwo kontynuacji ostatnich zwyżek cen.

Potencjalne czynniki cenotwórcze wpływające na ceny uprawnień EUA w 2025 r.

Popyt

Zgodnie z ostatnimi danymi KE, wielkość emisji w EU ETS ukształtowała się na poziomie 1 095,9 Mt CO_{2eq} czyli była o 16,5% niższa niż w 2022 r. Jest to jak dotąd największa roczna redukcja emisji w historii EU ETS. Najwięcej emisji udało się zredukować w sektorze energetycznym – o 24%, co wynikało głównie ze znacznego wzrostu produkcji energii z OZE⁵ (energii wiatrowej i słonecznej) oraz przechodzenia z węgla na mniej emisyjny gaz (tzw. fuel switching). Z kolei w energochłonnych sektorach przemysłu zredukowano emisje o 7,5% w porównaniu do 2022 r., w związku z ograniczeniem produkcji

⁴ MACD (Moving Average Convergence Divergence) jest jednym z najczęściej używanych wskaźników. Wskaźnik ten powstaje w wyniku obliczenia różnicy dwóch wykładniczych średnich kroczących – najczęściej jest to wynik odejmowania 26-dniowej wykładniczej średniej kroczącej od 12-dniowej wykładniczej średniej kroczącej. Sygnał kupna zostaje wygenerowany, gdy MACD przebija od góry nierosnącą linię Signal, zaś sygnał sprzedaży zostaje wygenerowany, gdy MACD przebija od góry nierosnącą linię Signal.

⁵ W 2023 r. energia odnawialna była głównym źródłem energii elektrycznej w UE, odpowiadając za 44,7% całej produkcji energii elektrycznej. Jednocześnie energia elektryczna wytwarzana z paliw kopalnych spadła o 19,7% w porównaniu z 2022 r., stanowiąc 32,5% całkowitej produkcji energii elektrycznej.

i wzrost wydajności. Tak gwałtowny spadek emisji w 2023 r. spowodował, że aby zrealizować 62% cel redukcyjny w EU ETS potrzeba już tylko 14,3 p.p. redukcji emisji (w 2023 r. udało się zredukować 47,6% redukcji w stosunku do 2005 r.). Jednak trudno oczekiwać, że tak wysokie tempo redukcji jak w 2023 r. zostanie utrzymane w kolejnych latach tj. w 2024 r. Co prawda nie ma jeszcze oficjalnych danych o emisjach publikowanych przez KE, ale niektóre firmy analityczne już publikują wstępne wyniki. Firma doradcza Veyt prognozuje, że emisje w energetyce spadną aż o 15%, ale zrekompensuje to częściowo wzrost emisji w przemyśle o ok. 8,5%⁶. Oznacza to, że nie należy się spodziewać tak drastycznego spadku emisji w EU ETS w 2024 r., tak jak miało to miejsce w 2023 r. (gdyby prognozy Veyt się sprawdziły można liczyć na ok. 3-4% spadek emisji w EU ETS).

Należy pamiętać, że 2023 r. był rokiem specyficznym z uwagi na stagnację gospodarczą w UE oraz efekty kryzysu energetycznego. Niejako odzwierciedleniem słabości unijnej gospodarki jest wskaźnik PMI⁷, który systematycznie spada od końca 2021 r., a w sierpniu 2022 r. znalazł się poniżej krytycznej granicy – 50 pkt. Od połowy 2023 r. widać już jednak poprawę tego wskaźnika, który stabilizuje się na poziomach 45-47 pkt. Czy są szanse na jego odbicie i poprawę koniunktury w europejskim przemyśle? Wydaje się, że obecna słabość przemysłu może być argumentem dla Europejskiego Banku Centralnego za dalszym (i być może bardziej dynamicznymi) obniżaniem stóp procentowych. Tym bardziej, że obecnie ciągle są one raczej na wysokim poziomie. Niższe stopy procentowe powinny pobudzić europejską gospodarkę do zwiększania produkcji oraz emisji w systemie EU ETS. Wyższe emisje to większy popyt i ceny uprawnień.



Niższe stopy procentowe powinny pobudzić europejską gospodarkę do zwiększania produkcji oraz emisji w systemie EU ETS. Wyższe emisje to większy popyt i ceny uprawnień.

Drugim argumentem za wzrostem cen jest nieślabnąca korelacja cen uprawnień z cenami gazu TTF w UE. Rosnące ceny gazu powodują wzrost cen uprawnień. Dlaczego tak się dzieje? Wynika to z faktu, że drożący gaz (i np. spadek produkcji energii z OZE z powodu wietrznej pogody zimą) bardziej motywuje do zakupu tańszego i bardziej emisyjnego węgla. Za wzrostami cen gazu TTF odpowiada m.in. wstrzymanie tranzytu rosyjskiego surowca przez Ukrainę, który miał trafiać do kilku państw czł. UE. Chłodna zima i problemy z podażą gazu wpłynęły na spadek zapelnienia magazynów w UE (z 90% do ok. 70%). Trudno jest jednak powiedzieć, czy tendencja drożącego gazu zostanie utrzymana w związku z wyborami w Stanach Zjednoczonych. Wybrany na prezydenta USA Donald Trump zapowiedział, że zwiększy wydobycie surowców energetycznych (w tym gazu) i jego eksport do innych państw. Może to oznaczać niższe ceny tego surowca w UE i zwiększenie opłacalności jego stosowania, jako paliwo w EU ETS. Z drugiej strony, jeśli dojdzie do spadku globalnych cen węgla możliwe jest przeciwne zjawisko, czyli częściowe wyparcie gazu przez węgiel (mieliśmy do czynienia z takim zjawiskiem w UE w 2024 r. szczególnie w Niemczech⁸).

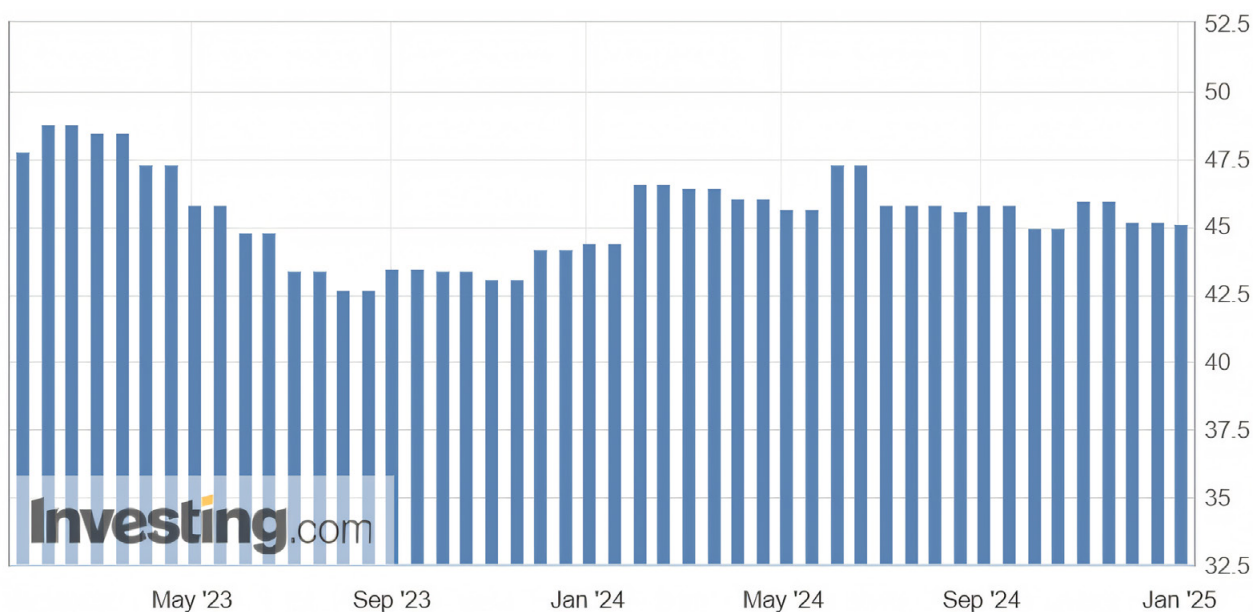
Prezydent Donald Trump może wpływać na popyt na EUA w UE⁹ z jeszcze innego powodu. Jego polityka nastawiona na ograniczanie importu poprzez wprowadzanie ceł na towary sprowadzane do USA może doprowadzić do pogorszenia i tak już trudnej sytuacji w europejskim przemyśle.

6 Dane podane przez Veyt na webinarze zorganizowanym w dniu 16 stycznia 2025 r. pt. „Europe’s carbon market in 2024: prices down, volumes up”.

7 Jest to kluczowy wskaźnik używany do oceny aktywności gospodarczej w sektorze przemysłowym.

8 <https://biznesalert.pl/niemcy-wegiel-energetyka-oze-miks-energetyczny/> (dostęp: 13.12.2024 r.)

9 <https://www.euractiv.pl/section/demokracja/news/trump-do-unii-europejskiej-bedziecie-musieli-zaplacic/> (dostęp: 13.12.2024 r.)



Źródło: investing.com (dostęp 5 grudnia 2024 r.)

Podaż

W 2024 r. całkowita liczba uprawnień sprzedana na aukcji wyniosła ok. 600 mln, czyli o ok. 90 mln uprawnień więcej niż w 2023 r. Ten wzrost podaży w 2024 r. wynikał m.in. z:

- dodania do puli uprawnień do sprzedania na aukcjach wolumenów (87 mln) z przyszłych lat (z okresu 2027–2029), w ramach funduszu RRF celem częściowego sfinansowania planu RE-PowerEU (tzw. frontloadingu),
- uwzględnienia sektora morskiego w systemie w EU ETS (ok. 74 mln), który w pełni będzie musiał się rozliczyć z emisji dopiero w kolejnych latach,
- niższych transferów uprawnień do MSR w 2024 r. (o ok. 50 mln względem 2023 r.).

Należy zwrócić uwagę, że tak wysoka podaż uprawnień w 2024 r. wystąpiła pomimo rozpoczęcia od 2024 r. wdrażania pakietu Fit for 55, w wyniku którego

zwiększono coroczny współczynnik liniowy redukcji (tzw. LRF) z 2,2% do 4,3% (co przełożyło się na spadek dostępnych uprawnień o 45 mln¹⁰) oraz wprowadzenia pierwszego rebasingu¹¹ (90 mln).



Z biegiem lat powinno nastąpić coraz większe ograniczenie liczby uprawnień dostępnych na aukcjach. Wyjątkowy w tym kontekście będzie 2026 r., w którym nastąpi kulminacja czynników mocno ograniczających podaż uprawnień.

Z biegiem lat jednak powinno nastąpić coraz większe ograniczenie liczby uprawnień dostępnych na aukcjach. Wyjątkowy w tym kontekście będzie 2026 r., w którym nastąpi kulminacja czynników mocno ograniczających podaż uprawnień. Poniżej wylistowano najważniejsze z nich:

- zakończenie „monetyzacji” (sprzedaży na aukcjach) uprawnień w ramach funduszu RRF na

¹⁰ LRF dla 2,2% wyniósł ok 43 mln uprawnień, natomiast dla 4,3% – ok 88 mln uprawnień. Różnica wyniosła zatem ok. 45 mln uprawnień.

¹¹ Jednorazowa redukcja uprawnień w ramach limitu (capu) o określoną liczbę. W tym przypadku o 90 mln.

częściowe sfinansowanie planu REPowerEU w 2026 r.¹²

- rozpoczęcie stopniowego wycofywania darmowego przydziału uprawnień¹³,
- wyższe poziomy benchmarków dla bezpłatnych uprawnień,
- zastosowanie pełnego aukcjoningu dla lotnictwa,
- dojście do pełnego włączenia emisji z transportu morskiego,
- rozpoczęcie właściwej fazy CBAM opartej na zakupie certyfikatów powiązanych z cenami uprawnień w systemie EU ETS.

Z drugiej strony należy spodziewać się jednocześnie istotnego ograniczenia wpływu rezerwy MSR na pulę aukcyjną – według szacunków KOBIZE/CAKE od 2027 r. nadwyżka uprawnień na rynku (tzw. *TNAC*, *Total Number of Allowances in Circulation*) będzie oscylowała wokół górnego progu MSR (833 mln). Oznacza to, że coraz mniej uprawnień powinno być transferowane do rezerwy. Należy przy tym pamiętać, że mechanizm rezerwy MSR będzie modyfikowany w związku z planowanym w 2026 r. przeglądem dyrektywy EU ETS. Prace powinny rozpocząć się już w 2025 r. i należy spodziewać się raczej, że parametry MSR zostaną jeszcze bardziej „podkręcone” (np. elastyczne obniżanie progów MSR). Przyszłą reformę rezerwy MSR należy traktować zatem jako wzrostowy czynnik cenotwórczy.

Kluczowe pytanie jakie należy zadać z perspektywy potencjalnych wzrostów cen uprawnień, jest takie: kiedy uczestnicy rynku zaczną dyskontować te



Mechanizm rezerwy MSR będzie modyfikowany w związku z planowanym w 2026 r. przeglądem dyrektywy EU ETS. Prace powinny rozpocząć się już w 2025 r. i należy spodziewać się raczej, że parametry MSR zostaną jeszcze bardziej „podkręcone” (np. elastyczne obniżanie progów MSR).

przyszłe niedobory uprawnień w cenach. Odpowiedzi na to pytanie próbowali dostarczyć eksperci z firmy konsultingowej SparkChange. Zauważyli oni, że rynek (uprawnień do emisji) zaczyna uwzględniać w cenach przyszłe deficyty uprawnień z ok. 1,5-2 letnim wyprzedzeniem. Tak było w latach 2017/2018, kiedy ceny znacząco wzrosły przed wprowadzeniem rezerwy MSR w 2019 r. oraz w latach 2020/2021. Analogicznie może być również w latach 2025-2026, kiedy rynek zacznie dyskontować znaczące deficyty z lat 2026-2027. Zwiększonych zakupów uprawnień należy spodziewać się nie tylko ze strony sektora przemysłu, który może przejąć obecną rolę energetyki (stosującej tzw. hedging) i wykupywać uprawnienia na kilka lat do przodu (aby zabezpieczyć się przed niedoborem uprawnień w przyszłości). Do grona kupujących powinny dołączyć również nowi uczestnicy systemu z sektora morskiego. Nie wiadomo natomiast, jak do zabezpieczenia ceny certyfikatów CBAM podejść unijni importerzy. Czy zastosują oni hedging, czyli kupią wcześniej tańsze uprawnienia w systemie EU ETS, aby zabezpieczyć ceny certyfikatów CBAM w przyszłości (zyskiwaliby na różnicy w cenach¹⁴). Co najważniejsze importerzy nie musieliby otwierać rachunków w unijnym rejestrze w EU ETS, ponieważ mogliby zakupić oferowane na giełdach ETF-y, do których dostęp ma każdy.

¹² Zgodnie z szacunkami KE do sprzedania na aukcjach w 2026 r. będzie ok. 58 mln uprawnień z tytułu tzw. funduszu RRF (na częściowe sfinansowanie planu REPowerEU). Liczba ta jednak może ulec zmianie w zależności od wysokości cen uprawnień EUA.

¹³ Bezpłatne uprawnienia w sektorach objętych podatkiem granicznym CBAM mają być stopniowo redukowane w latach 2026-2034, przy czym do 2030 r. o 48,5%. Sektory CBAM zgodnie z danymi KE stanowią ok. 53% puli bezpłatnych uprawnień.

¹⁴ Przykładowo: kupiliby uprawnienia w EU ETS po 70 EUR, a później odsprzedaliby je za np. 100 EUR, gdy ceny w EU ETS zaczną rosnąć. Na takiej transakcji zyskaliby 30 EUR. Gdyby cena certyfikatów CBAM powiązana z cenami uprawnień wynosiła 100 EUR, to tak naprawdę kupiliby te certyfikaty po 70 EUR (biorąc pod uwagę wcześniejszy zysk 30 EUR na sprzedaży uprawnień w EU ETS).

TABELA 1. PROGNOZA CEN UPRAWNIEŃ EUA W 2025 r.

INSTYTUCJA	PROGNOZOWANA CENA (ŚREDNIA)
KOBIZE/CAKE	102 EUR
BNEF	70 EUR
VEYT	95 EUR

Źródło: BNEF, Veyt

Prognozy cen uprawnień na 2025 r.

W tej części zaprezentowano trzy projekcje cen uprawnień EUA na 2025 r. trzech firm analitycznych (oprócz KOBIZE/CAKE są to projekcje BNEF i Veyt). Wszystkie prognozy uwzględniają zarówno czynniki podażowe, jak i popytowe oraz przewidywania dotyczące rozwoju gospodarki i polityki klimatycznej UE.



Projekcja modelowa KOBIZE/CAKE przewiduje, że średnia cena uprawnień w 2025 r. wyniesie ok. 102 EUR, głównie dzięki poprawie czynników fundamentalnych tj. m.in. znaczącemu ograniczeniu podaży uprawnień oraz wyższemu zapotrzebowaniu na uprawnienia w przyszłych latach (zakończenie frontloadingu z RRF, redukcja bezpłatnych przydziałów uprawnień, pełne włączenie sektora morskiego i 100% aukcjonowanie w lotnictwie).

Projekcja modelowa¹⁵ KOBIZE/CAKE przewiduje, że średnia cena uprawnień w 2025 r. wyniesie ok. 102 EUR¹⁶, głównie dzięki poprawie czynników fundamentalnych tj. m.in. znaczącemu ograniczeniu podaży uprawnień oraz wyższemu zapotrzebowaniu

na uprawnienia w przyszłych latach (zakończenie frontloadingu z RRF, redukcja bezpłatnych przydziałów uprawnień, pełne włączenie sektora morskiego i 100% aukcjonowanie w lotnictwie).

BNEF z kolei oczekuje średniej ceny na poziomie 70 EUR w 2025 r., co może wynikać z równoważenia dużej podaży uprawnień i niskich emisji w UE. Kluczowe zmiany, takie jak pełne włączenie sektora morskiego i lotnictwa w 2026 r., będą miały większy wpływ w dłuższym terminie. BNEF podkreśla rolę rosnącego udziału OZE oraz ograniczonego popytu z energochłonnych sektorów przemysłu.

Veyt wskazuje na możliwość wzrostu cen do poziomu 95 EUR¹⁷, co wynika z przewidywanego deficytu uprawnień spowodowanego niższym limitem emisji i większymi transferami do rezerwy MSR. Ryzykiem pozostaje dodatkowa sprzedaż uprawnień na finansowanie planu REPowerEU oraz rosnący udział OZE, które mogą wpłynąć na ograniczenie popytu.

Podsumowanie

Na podstawie analizy technicznej rynku uprawnień EUA trudno jest określić dominujący trend na rynku. Może on mieć charakter utrzymującego się trendu wzrostowego (hossy) z 40% korektą lub definitywne

¹⁵ Projekcja oparta na modelach CREAM & CarbonPIE w ramach KOBIZE/CAKE – Carbon Regulation Emission Assessment Model (CGE model) & Carbon Policy Implementation Evaluation Tool (EU ETS simulation model).

¹⁶ https://ariadneprojekt.de/media/2025/01/Ariadne-Dokumentation_IndustryWorkshop@Brussels_January2025.pdf

¹⁷ na bazie webinarium organizowanego przez Veyt w dniu 24 października 2024 r. pt. „EUA market dynamics and outlook: navigating the path forward”.

przejście w trend spadkowy (bessa). Najbardziej dynamiczne wzrosty cen uprawnień rzędu 430% następowały w latach 2020–2023 (z 18 EUR do rekordowych 95 EUR). Natomiast od osiągnięcia szczytu (ATH) w 2023 r., rynek doświadczył ponad 40% korekty, co na początku 2024 r. sprowadziło ceny poniżej 60 EUR. Obecnie ceny dochodzą do ważnego poziomu oporu 80 EUR, co może sugerować próbę odwrócenia trendu spadkowego (lub zanegowania 40% korekty). Wybicie z formacji trójkąta oraz oporu na poziomie 80 EUR mogłoby otworzyć drogę do 95 EUR, czyli dać możliwość ponownego przetestowania historycznego maksimum. Scenariusz wzrostowy wspierają wskaźniki analizy technicznej (MACD i RSI), które w listopadzie i grudniu 2024 r. przełamały kluczowe poziomy. Brak wybicia poziomu 80 EUR zwiększa ryzyko wystąpienia korekty spadkowej co najmniej do poziomu 65 EUR.

Redukcja emisji w 2023 r. osiągnęła rekordowe 16,5% dzięki wzrostowi udziału OZE i poprawie wydajności przemysłowej. Jednak oczekiwane ożywienie gospodarcze w UE, wspierane przez potencjalne obniżki stóp procentowych przez Europejski Bank Centralny, może zwiększyć produkcję przemysłową i emisje, napędzając popyt na uprawnienia. O możliwej poprawie sytuacji w przemyśle wskazują na szacunki firmy doradczej Veyt, która spodziewa się wzrostu emisji w tym sektorze w 2024 r. Drugim



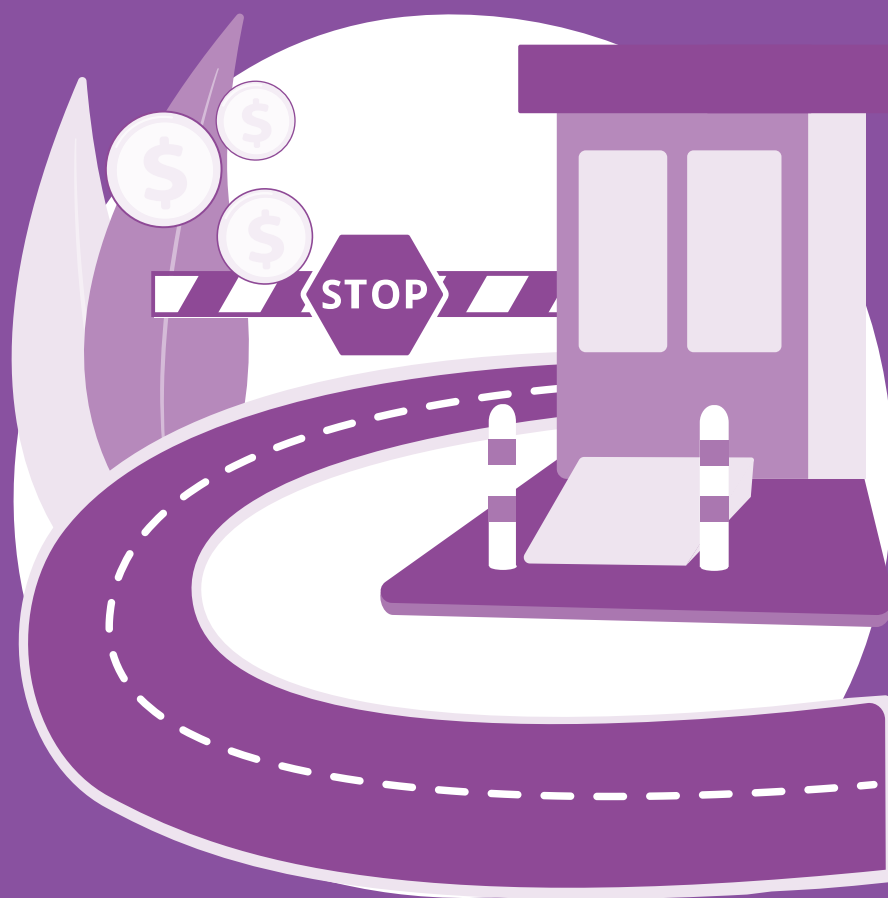
istotnym czynnikiem cenotwórczym jest korelacja cen uprawnień z cenami gazu. Wyższe ceny gazu mogą skłaniać do korzystania z bardziej emisyjnego węgla, co zwiększa zapotrzebowanie na uprawnienia. Istnieje jednak niepewność co do przyszłości notowań cen gazu, m.in. w kontekście polityki energetycznej USA.

W 2024 r. do sprzedaży trafiła rekordowa liczba 593 mln uprawnień, co wynika z działań takich jak frontloading uprawnień (RRF) czy włączenie sektora morskiego do EU ETS. Jednak w kolejnych latach, szczególnie od 2026 r., należy spodziewać się znaczącego ograniczenia podaży. Kluczowe czynniki to zakończenie w 2026 r. sprzedaży uprawnień w ramach RRF, pełne wdrożenie aukcjoningu dla sektora lotnictwa i transportu morskiego. Ograniczenie podaży uprawnień może wpłynąć na wzrost ich cen, szczególnie jeśli uczestnicy rynku zaczną dyskutować przyszłe niedobory z wyprzedzeniem, jak miało to miejsce w przeszłości.

Techniczne i fundamentalne możliwości wzrostu cen uprawnień w 2025 r. ponad 95 EUR zdają się potwierdzać projekcje modelowe KOBIZE/CAKE oraz Veyt. W tym przypadku obydwie instytucje przewidują większe znaczenie ograniczenia podaży uprawnień w porównaniu do popytu na uprawnienia (wielkości emisji). Innego zdania z kolei jest firma BNEF, która zakłada, że przyszły popyt zrównoważy się z podażą uprawnień, co sprawi, że ceny uprawnień powinny pozostać w 2025 r. na podobnym poziomie co obecnie (ok. 70 EUR).

Bibliografia

1. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE (Dz. Urz. UE L 264/1).
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 (Dz. Urz. UE L 275/32 ze zm.).
3. KOBiZE, Raport z rynku CO₂ kwiecień 2024 r. (nr 145)
4. Brief rynkowy (wrzesień 2024 r.)
5. Komisja Europejska, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla (raport za 2023 r.), listopad 2024 r.
6. Murphy John J., Analiza techniczna rynków finansowych, 1999 r.



Co wiemy o mechanizmie dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) po roku jego funkcjonowania?

Autor:

Piotr Lipka, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Sylwia Kryłowicz, Zastępca Kierownika Zespołu Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Małgorzata Nowakowska, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Co wiemy o mechanizmie dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (CBAM) po roku jego funkcjonowania?

Kluczowe słowa: CBAM, mechanizm dostosowania cen na granicach, import, ucieczka emisji; towary CBAM, systemu handlu uprawnieniami



Autor:
Piotr Lipka



Autor:
Sylwia Kryłowicz



Autor:
Małgorzata Nowakowska

Streszczenie:

Niniejszy artykuł ma na celu przedstawienie pierwszego podsumowania procesu wdrażania mechanizmu dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂, tzw. CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) z perspektywy organu odpowiedzialnego za jego wdrożenie w państwie członkowskim, jak również z punktu widzenia importerów. Pierwsza część artykułu została poświęcona omówieniu genezy powstania mechanizmu CBAM w kontekście działania na terytorium Unii Europejskiej Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU ETS) i zagadnieniom ucieczki emisji. W kolejnej części artykułu, w syntetyczny sposób, omówiono problemy, jakie napotkali importerzy w wykonywaniu ciężących na nich zobowiązań wynikających z przyjętych przepisów. Jest to podsumowanie pierwszych doświadczeń z funkcjonującym etapem przejściowym tego mechanizmu wprowadzonego w UE dla ograniczenia emisji CO₂ w imporcie, a także ochrony unijnego przemysłu. Polska należy do państw członkowskich z jedną z największych liczb złożonych sprawozdań CBAM, co daje możliwość spojrzenia na funkcjonowanie mechanizmu z szerszej perspektywy.

Kluczowe problemy obejmują brak świadomości importerów o obowiązkach, które na nich spoczywają, opór operatorów instalacji z państw trzecich w przekazywaniu danych na temat emisji, znaczące rozdrobnienie sprawozdawczości wynikające z dużej liczby małych i średnich importerów oraz trudności techniczne. Mechanizm CBAM wymaga dalszych usprawnień, w tym lepszej edukacji uczestników systemu, uproszczenia procesów raportowania oraz zwiększenia współpracy międzynarodowej. Ostatnia część artykułu skupiła się na zasadach rozliczania emisji wbudowanej z towarów CBAM w okresie docelowym. Ponadto uwypukla potrzebę występowania przez importerów do operatorów instalacji z państw trzecich w okresie przejściowym o przekazywanie danych rzeczywistych dotyczących emisji wbudowanej towarów CBAM.



Polska należy do państw członkowskich z jedną z największych liczb złożonych sprawozdań CBAM, co daje możliwość spojrzenia na funkcjonowanie mechanizmu z szerszej perspektywy.

Cel i znaczenie mechanizmu CBAM dla polityki klimatycznej UE

Dnia 1 października 2024 r. minął rok od rozpoczęcia działania mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) wprowadzonego rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. *ustanawiającym mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂*¹. Wobec tego można pokusić się o próbę pierwszych podsumowań i analiz.

W Unii Europejskiej od 2005 r. funkcjonuje mechanizm systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS). Mechanizm ten obejmuje swoim zakresem źródła emisji gazów cieplarnianych, czyli instalacje (głównie instalacje przemysłowe). Podobnie jak EU ETS, także CBAM skierowany jest do źródeł emisji czyli instalacji oraz podmiotów (operatorów instalacji), tyle że zlokalizowanych w państwach trzecich. Dodatkowo, mechanizm ten dotyczy importerów eksportujących towary na obszar celny Unii. Zatem jest on odpowiedzią UE na wzmocnienie oddziaływania w przestrzeni polityki klimatycznej i podejmowania wysiłków w tym zakresie nie tylko przez Unię, ale także przez inne państwa. Jego celem jest również ochrona przemysłu unijnego.

Przed wprowadzeniem mechanizmu CBAM unijny przemysł został objęty polityką klimatyczną, której realizacja nadal wymaga inwestycji w zakresie redukcji emisji. Dotychczasowe wewnętrzne działania wspólnoty, mające chronić przemysł i jego konkurencyjność na arenie międzynarodowej, okazały się niewystarczające. Najistotniejszym problemem, z którym boryka się Unia Europejska w tym zakresie, jest przenoszenie produkcji towarów poza jej terytorium ze względu na niższe koszty funkcjonowania

i eksploatacji, co spowodowane jest w szczególności brakiem adekwatnych regulacji w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu w krajach trzecich, takich jak np. opłaty za emisję CO₂ do atmosfery. W rezultacie, instalacje działające na terenie UE stają się coraz mniej konkurencyjne w porównaniu z instalacjami zlokalizowanymi na terenie krajów trzecich, co prowadzi do zmniejszenia eksportu towarów unijnych oraz przegrywania na rynku wewnętrznym z towarami zaimportowanymi z państw trzecich. Problem ten dotyczy w szczególności krajów graniczących z państwami trzecimi i instalacji, które znaczącą część swojej produkcji przeznaczają na eksport. W ramach funkcjonującego obecnie mechanizmu EU ETS w celu ochrony przemysłu zostały wyznaczone sektory lub podsektory narażone na ucieczkę emisji, dla których przyjęto zasadę 100% przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, obliczanego w oparciu o określony wskaźnik emisyjności dla produktu. O ucieczce emisji mówi się w sytuacji, gdy z powodu kosztów związanych z polityką klimatyczną przedsiębiorstwa przenoszą produkcję do innych krajów o łagodniejszych ograniczeniach emisji czy prawach ochrony środowiska. Takie przenoszenie produkcji prowadzi do zwiększenia całkowitych emisji w skali globalnej, przy jednoczesnym ograniczeniu skuteczności unijnej polityki ograniczania emisji, a także prowadzi do zmniejszenia produkcji gospodarczej energochłonnych przedsiębiorstw w UE ze względu na utratę udziału w rynku. Wykaz sektorów i podsektorów narażonych na ucieczkę emisji w funkcjonującym systemie EU ETS został już trzykrotnie zaktualizowany i przyjęty aktem prawnym. Do opracowania pierwszych dwóch wykazów przyjęto następujące założenia:

- koszty bezpośrednie i pośrednie wynikające z wdrożenia dyrektywy 2003/87² zwiększyłyby koszty produkcji, liczone w stosunku do wartości dodanej brutto, o co najmniej 5% oraz

1 Dz.U. UE L 130 z 16.5.2023, s. 52.

2 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32).

- intensywność wymiany handlowej sektora z krajami spoza UE (import i eksport) wynosi ponad 10%.

Dodatkową zależnością określającą czy sektor lub podsektor uznaje się również za narażony na ucieczkę emisji, jest:

- suma bezpośrednich i pośrednich kosztów dodatkowych wynosi co najmniej 30% lub
- intensywność handlu spoza UE przekracza 30 %.

W oszacowanych kosztach uwzględniono fakt, iż niektóre sektory, które nie znajdują się w wykazie sektorów i podsektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji, kwalifikują się do częściowego przydziału bezpłatnych uprawnień. Natomiast w trzeciej decyzji 2019/708³ określającej wykaz sektorów lub podsektorów narażonych na ucieczkę emisji i obowiązującej obecnie, tj. w okresie 2021–2030, zmieniły się kryteria określające przynależność do tej grupy. W decyzji tej poziom narażenia sektorów na ucieczkę emisji oceniono na podstawie wskaźnika odzwierciedlającego handel z państwami trzecimi i intensywności emisji. Intensywność handlu z państwami trzecimi obliczono, jako stosunek całkowitej wartości eksportu do państw trzecich powiększonej o wartość importu z państw trzecich do całkowitej wielkości rynku w Europejskim Obszarze Gospodarczym. Ocena intensywności handlu dla każdego sektora i podsektora została opracowana na podstawie danych zgłoszonych przez Eurostat w bazie danych COMEXT. Dane zawarte w tej bazie są najbardziej kompletne i wiarygodne w zakresie obrotów towarowych handlu zagranicznego Unii z państwami trzecimi. Intensywność emisji mierzoną w kg CO₂ na euro, obliczono jako sumę bezpośrednich i pośrednich emisji w danym sektorze, podzieloną przez wartość dodaną towarów. Dane z monitorowania wielkości emisji instalacji objętych

EU ETS, znajdujące się w Rejestrze Unii, są najbardziej dokładnym i przejrzystym źródłem danych o emisji CO₂, dlatego też, wykorzystuje się je do obliczania emisji bezpośrednich dla sektorów. Natomiast do oszacowania wartości dodanej brutto na poziomie sektorowym wykorzystano dane pochodzące ze statystyk strukturalnych Eurostatu dotyczących przedsiębiorstw. Kolejnym elementem, koniecznym do wyznaczenia sektorów i podsektorów narażonych na ucieczkę emisji było ustalenie emisji pośredniej. Za emisję pośrednią uznaje się dane dotyczące zużycia energii elektrycznej uzyskane bezpośrednio od państw członkowskich. W celu przeliczenia zużycia energii elektrycznej na emisję pośrednie stosuje się współczynnik emisji dla energii elektrycznej. Jako wartość odniesienia Komisja Europejska wykorzystwała średnią unijną produkcję energii elektrycznej w koszyku energetycznym. Wartość ta opiera się na całkowitej rocznej wielkości emisji w Unii z sektora elektroenergetycznego w odniesieniu do wszystkich źródeł wytwarzania energii elektrycznej w Europie, podzielonej przez odpowiednią ilość wytworzonej energii elektrycznej. Współczynnik emisji dla energii elektrycznej jest aktualizowany, aby uwzględnił dekarbonizację systemu energii elektrycznej i coraz większy udział energii ze źródeł odnawialnych. Nowa wartość odnosi się do 2015 r., a zatem opiera się na danych dostępnych z pełnych trzech lat kalendarzowych (2013–2015), i wynosi 376 gramów dwutlenku węgla na kWh. Ponadto zgodnie z dyrektywą 2003/87⁴, państwa członkowskie mogą przyznawać rekompensatę sektorom najbardziej energochłonnym, gdzie wzrost kosztów energii elektrycznej wynikający z wprowadzenia systemu EU ETS jest znaczący. Rekompensaty są udzielane za pośrednictwem krajowych programów pomocy państwa. Na rekompensaty można wykorzystać środki finansowe uzyskane z dochodów z aukcji uprawnień do emisji na poziomie nie większym niż 25% tych przychodów. Jednakże pomimo przyjęcia ww. rozwiązań

3 Decyzja delegowana Komisji (UE) 2019/708 z dnia 15 lutego 2019 r. uzupełniająca dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021–2030 (Dz. Urz. UE L 120 z 8.5.2019, s. 20).

4 Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32.

konkurencyjność przemysłu unijnego nie poprawiła się i eksport nadal spada.

Trudności we wdrożeniu CBAM oraz rola importerów i producentów spoza UE

Mechanizm CBAM jest odpowiedzią Unii Europejskiej na krytykę sektora przemysłu wskazującą na trudną sytuację instalacji unijnych oraz na utratę rynków eksportowych na rzecz mało wydajnych i bardzo emisyjnych instalacji z państw trzecich.



Jednakże należy wskazać, że mimo oczekiwań ze strony sektora przemysłu w zakresie wdrożenia mechanizmu CBAM, okazało się, że największym wyzwaniem przed jakim stanęli importerzy, służby celne i organy wyznaczone przez państwa Unii do jego realizacji, jak również sam przemysł w krajach trzecich, był bardzo krótki czas na wdrożenie tego mechanizmu.

Jednakże należy wskazać, że mimo oczekiwań ze strony sektora przemysłu w zakresie wdrożenia mechanizmu CBAM, okazało się, że największym wyzwaniem przed jakim stanęli importerzy, służby celne i organy wyznaczone przez państwa Unii do jego realizacji, jak również sam przemysł w krajach trzecich, był bardzo krótki czas na wdrożenie tego mechanizmu. Pomiędzy przyjęciem i wejściem w życie rozporządzenia 2023/956 a rozpoczęciem funkcjonowania mechanizmu CBAM minęło zaledwie 4,5 miesiąca. W tym okresie musiało zostać przyjęte rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. *ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie*

*przejściowym*⁵, a także należało zbudować narzędzie do realizacji obowiązków wynikających z tych regulacji. W obecnej, pierwszej fazie funkcjonowania mechanizmu CBAM, towarami objętymi przez ten mechanizm są towary, które zostały zakwalifikowane w ramach EU ETS, jako narażone na ucieczkę emisji, a ich ścieżka produkcji jest na tyle prosta i przejrzysta, iż można w łatwy sposób określić dla nich emisje wbudowaną bezpośrednią i pośrednią, jak ma to miejsce w systemie EU ETS. Wyznaczone towary CBAM należą do sektorów produkujących: cement, nawozy, wodór, stali i żelazo, aluminium oraz energię elektryczną.

Mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ jest skierowany bezpośrednio do operatorów instalacji w państwach trzecich, gdzie wytwarzane są towary CBAM i są one następnie importowane do Unii Europejskiej. Obowiązek sprawozdawczy ciąży natomiast na zgłaszającym objętym tym obowiązkiem (dalej: zgłaszający), czyli importerze lub pośrednim przedstawicielu celnym. W związku z powyższym, do prawidłowej realizacji zadań wynikających z mechanizmu CBAM wymagana jest dobra współpraca pomiędzy zarządzającym instalacją (operatorem instalacji), gdzie towar CBAM został wytworzony a importerem towaru, który dopuszcza ten towar do obrotu na obszarze celnym Unii. Mechanizm CBAM jest ukierunkowany na ochronę przemysłu unijnego oraz zwiększenie zaangażowania państw trzecich w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu.



Do prawidłowej realizacji zadań wynikających z mechanizmu CBAM wymagana jest dobra współpraca pomiędzy zarządzającym instalacją, gdzie towar CBAM został wytworzony a importerem towaru, który dopuszcza ten towar do obrotu na obszarze celnym Unii.

⁵ Dz. Urz. UE L 228 z 15.9.2023, s. 94.

Przyjęte podejście nałożyło dodatkowe obowiązki na importerów, ponieważ to importer jest zobowiązany do sprawozdawania emisji wbudowanej. Z dotychczasowej praktyki wynika, że importerzy obawiają się, iż nie otrzymają na czas prawidłowych danych rzeczywistych o emisjach wbudowanych od producentów towaru CBAM. Dodatkowo, funkcjonuje pewne niezrozumienie związane z faktem, iż zasady monitorowania emisji nie są skierowane bezpośrednio na importerów. Wskazać należy, że to zadanie spoczywa na operatorach instalacji, w których wytwarza się towary importowane. Na podstawie przeprowadzonych rozmów z importerami, można wskazać, że w ich opinii panuje przekonanie, iż łatwiejszym sposobem walki ze zmianami klimatu byłoby wprowadzenie dodatkowej opłaty bez potrzeby raportowania emisji wbudowanej z towarów CBAM. Należy jednakże zaznaczyć, iż filozofia wprowadzenia CBAM jest zgodna z zasadami Światowej Organizacji Handlu i nie wprowadza nowych ceł lub podatków, natomiast wprowadza analogiczne obciążanie kosztów produkcji związanych z emisją gazów cieplarnianych, jak ma to miejsce w instalacjach unijnych objętych EU ETS. Pozwala to chronić rynek bez wprowadzania mechanizmów promujących przemysł unijny.



Należy jednakże zaznaczyć, iż filozofia wprowadzenia CBAM jest zgodna z zasadami Światowej Organizacji Handlu i nie wprowadza nowych ceł lub podatków, natomiast wprowadza analogiczne obciążanie kosztów produkcji związanych z emisją gazów cieplarnianych, jak ma to miejsce w instalacjach unijnych objętych EU ETS. Pozwala to chronić rynek bez wprowadzania mechanizmów promujących przemysł unijny.

Wdrożenie mechanizmu CBAM, zostało podzielone na dwa etapy. Pierwszy z nich rozpoczął się

w październiku 2023 r. i nazywany jest okresem przejściowym. Etap ten potrwa do końca roku 2025 i został ograniczony tylko do obowiązku sprawozdawczego za pomocą narzędzia, jakim jest rejestr przejściowy CBAM. Sprawozdanie należy składać za każdy kwartał w ciągu miesiąca od jego zakończenia. Drugi etap, to tzw. okres docelowy, który rozpocznie się 1 stycznia 2026 r. Okres sprawozdawczy będzie wynosił od tej pory rok kalendarzowy, a sprawozdanie (deklarację) będzie należało przedkładać do dnia 31 maja następnego roku. Pierwsza deklaracja CBAM za rok 2026 składana będzie w roku 2027. W okresie docelowym rozpocznie się również rozliczanie emisji wbudowanej zaimportowanej w towarach CBAM przez importerów za pomocą zakupionych certyfikatów na platformie zakupowej utworzonej specjalnie do tego celu.

We wdrażaniu CBAM najistotniejszym elementem dla zgłaszającego jest rejestr CBAM, w którym przedkładane są sprawozdania. W okresie przejściowym funkcjonuje tzw. rejestr przejściowy CBAM, natomiast w okresie docelowym będziemy mieli do czynienia z tzw. rejestrem CBAM. Działanie rejestru przejściowego CBAM i sama forma sprawozdania nie jest skomplikowana, jednakże każde wdrażanie nowych narzędzi wiąże się trudnościami, co miało miejsce i w tym przypadku.

W pierwszym momencie funkcjonowania rejestru przejściowego CBAM najważniejszym aspektem była weryfikacja podmiotów, które mogą składać sprawozdanie CBAM. Do tego celu Komisja posłużyła się Systemem Jednolitego Zarządzania Użytkownikami i Podpisem Cyfrowym (Uniform User Management and Digital Signature tzw. UUM&DS), który został określony w przepisach rozporządzenia wykonawczego Komisji (UE) 2023/1070 z dnia 1 czerwca 2023 r. w sprawie warunków technicznych rozwijania, utrzymywania i użytkowania teleinformatycznych systemów wymiany i przechowywania informacji na podstawie rozporządzenia

Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 952/2013⁶ oraz Systemem Rejestracji i Identyfikacji Przedsiębiorców (Economic Operator Registration and Identification tzw. EORI). Zgodnie z ww. rozporządzeniem, systemy te posłużyły do celów walidacji i wyszukiwania informacji na temat tożsamości przedsiębiorców odniesieniu do importu z krajów trzecich. W Polsce system weryfikacji i autoryzacji importerów został oparty o Platformę Usług Elektronicznych Skarbowo-Celnych (zwana dalej: PUESC). Dostęp do rejestru przejściowego CBAM uzyskały osoby fizyczne prowadzące przedsiębiorstwa i posiadający w ramach działania w PUESC uprawnienia rozszerzone o dostęp do rejestru przejściowego CBAM, a także posiadający powiązanie ze zgłaszającym CBAM zarejestrowanym na PUESC w obszarze „cło”. W przypadku właścicieli firm oraz osób uprawnionych do samodzielnej reprezentacji, dostęp do logowania się do rejestru przejściowego CBAM od dnia 1 stycznia 2024 r. został nadany z urzędu. W przypadku pracowników lub pełnomocników firmy dostęp do rejestru CBAM był realizowany na wniosek. Przyjęte zasady weryfikacji i logowania się do rejestru przejściowego CBAM pozwoliły w dość krótkim czasie (miesiąca) na zalogowanie się do systemu większości zainteresowanych zgłaszających. Jednakże, samo narzędzie raportowania w pierwszym etapie funkcjonowania generowało liczne błędy systemowe, które wymagały interwencji i wprowadzenia kilkudziesięciu poprawek, co spowodowało, że Komisja Europejska wydłużyła termin składania sprawozdania CBAM o dodatkowe 30 dni w pierwszym okresie sprawozdawczym (sprawozdanie za IV kw. 2023 roku). Wydłużenie terminu na złożenie sprawozdania oraz wyeliminowanie błędów rejestru w znaczący sposób pomogło zgłaszającym w realizacji ciężących na nich obowiązków, pomimo krótkiego czasu jaki mieli na zapoznanie się z nowymi obowiązkami. Niemniej jednak, kluczowym udogodnieniem dla zgłaszających oraz operatorów instalacji była możliwość korzystania z wartości domyślnych wskaźników emisyjności dla

poszczególnych towarów CBAM określonych przez Komisję Europejską w pierwszych trzech kwartałach sprawozdawczych. Powyższe spowodowało, że ponad 90% raportów złożonych w tych kwartałach zawiera dane opracowane przez Komisję Europejską a nie dane rzeczywiste pozyskane od operatora instalacji, w której towar CBAM został wyprodukowany.

Pierwszym kwartałem, w którym nie można było wykorzystywać wartości domyślnych w sprawozdaniach CBAM, był trzeci kwartał 2024 r. W tym kwartale emisje wbudowane musiały być określone w oparciu o dane rzeczywiste pozyskane od operatorów instalacji z państw trzecich. Ze względu na to, iż importerzy w trakcie trwania tego trzeciego kwartału licznie zgłaszali problemy z pozyskaniem danych do określenia emisji wbudowanej od operatorów instalacji z państw trzecich, Komisja Europejska przygotowała odstępstwo w tym zakresie. W rejestrze przejściowym CBAM, w przypadku gdy nie uzyskano danych rzeczywistych, składający sprawozdanie CBAM musiał wykazać poczynione starania oraz należytą staranność w ich uzyskaniu. W tym przypadku, po wyborze w rejestrze przejściowym CBAM odpowiednich pól wskazujących na brak danych rzeczywistych, specyficzne bezpośrednie emisje wbudowane oraz specyficzne pośrednie emisje wbudowane zostały automatycznie określone jako wartość zerowa. Tym samym, sprawozdania te nie zawierały danych na temat wielkości emisji zaimportowanej na tereny Unii Europejskiej. Dzięki temu rozwiązaniu, sprawozdania CBAM złożone w tym kwartale będą wskazywały, jak kształtuje się współpraca pomiędzy zgłaszającymi oraz operatorami instalacji z państw trzecich i jak istotnym elementem jest brak danych rzeczywistych na temat emisji wbudowanej. Pomimo wprowadzonego odstępstwa, zgłaszający w kolejnych kwartałach powinien wyegzekwować od operatora instalacji z państw trzecich dane rzeczywiste, ponieważ jest to w interesie zarówno importera, jak również producenta towaru CBAM. W tym celu, dla ułatwienia komunikacji, Komisja Europejska

6 Dz. Urz. UE L 143 z 2.06.2023, s. 65

przygotowała i udostępniała na swojej stronie internetowej materiały pomocnicze, w tym wytyczne oraz tzw. formularz wymiany informacji pomiędzy operatorem instalacji i importerem. Zostały także przeprowadzone warsztaty dla operatorów instalacji z państw trzecich, aby wyjaśnić im jak należy opracować dane na temat emisji wbudowanej i jak brak danych będzie miał wpływ na określenie wskaźników domyślnych w okresie docelowym.

Zasady rozliczania emisji wbudowanej w okresie docelowym

W okresie docelowym problem braku danych rzeczywistych do określania wbudowanych emisji bezpośrednich został uregulowany w art.7 ust.2 rozporządzenia 2022/956, który wskazuje, iż w przypadku braku danych rzeczywistych emisje wbudowane ustala się z wykorzystaniem wartości domyślnych określonych zgodne regulacjami zawartym w pkt 4.1 załącznika IV do tego rozporządzenia. Kryteria określania wartości domyślnych wskazane w ww. przepisach ustalono w dwóch wariantach. Pierwszy z nich ustala wartości domyślnie, jako poziom średniej intensywności emisji dla każdego państwa, z którego jest importowany towar CBAM, powiększony proporcjonalnie o określony narzut, natomiast drugi wariant ustala wartości domyślnie w związku z brakiem wiarygodnych danych dotyczących państwa, z którego importuje się dany towar, w oparciu o średnią intensywności emisji z instalacji EU ETS o najgorszych wynikach w odniesieniu do danego rodzaju towaru CBAM. Do określenia wartości domyślnych w wariancie pierwszym bardzo istotną kwestią jest pozyskanie wiarygodnych danych o rzeczywistej emisji w okresie przejściowym. Jednakże wskazać przy tym należy, że oba zaproponowane rozwiązania dotyczące określania wartości domyślnych będą niekorzystne dla tych instalacji, których wskaźnik emisyjności jest zbliżony lub lepszy od najmniej emisyjnych instalacji w EU ETS, ponieważ zastosowanie wartości domyślnych zwiększy przypisane emisje wbudowane dla towarów CBAM wytwarzanych w tych instalacjach.

Takie podejście ma spowodować, iż w okresie docelowym operatorzy instalacji z państw trzecich, dla których rynek unijny jest ważnym ze względu na eksport, będą samodzielnie się rejestrować w rejestrze CBAM w celu zgłoszenia emisji wbudowanej towarów CBAM wytwarzanych w ich instalacjach.



Jednakże wskazać przy tym należy, że oba zaproponowane rozwiązania dotyczące określania wartości domyślnych będą niekorzystne dla tych instalacji, których wskaźnik emisyjności jest zbliżony lub lepszy od najmniej emisyjnych instalacji w EU ETS, ponieważ zastosowanie wartości domyślnych zwiększy przypisane emisje wbudowane dla towarów CBAM wytwarzanych w tych instalacjach. Takie podejście ma spowodować, iż w okresie docelowym operatorzy instalacji z państw trzecich, dla których rynek unijny jest ważnym ze względu na eksport, będą samodzielnie się rejestrować w rejestrze CBAM w celu zgłoszenia emisji wbudowanej towarów CBAM wytwarzanych w ich instalacjach.

Kolejnym ważnym elementem okresu docelowego jest rozliczanie przez importerów emisji wbudowanej za pomocą certyfikatów, które zgłaszający będzie zobowiązany zakupić. Zgłaszający do dnia 31 maja każdego roku, począwszy od roku 2027, będzie w rejestrze CBAM przekazywał do umorzenia certyfikaty CBAM w liczbie odpowiadającej emisjom wbudowanym zadeklarowanym w sprawozdaniu CBAM. Należy jednak zaznaczyć, iż ilość certyfikatów koniecznych do umorzenia do roku 2033 będzie korygowana zgodnie z zharmonizowanymi zasadami przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w ramach EU ETS. Aby zrozumieć to dostosowanie należy przyrzeć się zasadom obliczania liczby przydzielanych bezpłatnych uprawnień dla instalacji objętej EU ETS. Do tego celu służy wzór do obliczania bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji dla wytworzenia towaru CBAM instalacji unijnej:

$$F_{i,k} = BM_i \times HAL_i \times CBAM_i \times CSCF_i$$

Gdzie:

$F_{i,k}$ – Roczny wstępny przydział dla podinstalacji w roku k (liczba uprawnień na rok);

HAL_i – historyczny poziom działalności podinstalacji (jednostka działalności na rok);

BM_i – obowiązująca w latach 2026–2030 wartość wskaźnika referencyjnego dla produktu albo ciepła albo paliwa albo 97% – 91 % emisji procesowych

$CBAM_i$ – obowiązujący współczynnik CBAM;

$CSCF_i$ – międzysektorowy jednolity współczynnik korygujący.

W analogiczny sposób będzie obliczana korekta w zakresie liczby certyfikatów podlegających umorzeniu, niezależnie od zadeklarowanej emisji wbudowanej zaimportowanej w towarze CBAM.

Aby obliczyć ile trzeba będzie umorzyć certyfikatów w danym roku dla dopuszczonego do obrotu towaru CBAM, należy w pozycji „historyczny poziom działalności podinstalacji” podstawić ilość zaimportowanego towaru CBAM i przemnożyć tę ilość przez:

- obowiązującą w okresie 2026–2030 wartość odpowiedniego wskaźnika referencyjnego dla produktu, ciepła, paliwa albo 97%– 91% emisji procesowych (BMi), oraz przez:
- wskaźnik CBAM, który wyniesie odpowiednio: 97,5 % w 2026 r., 95 % w 2027 r., 90 % w 2028 r., 77,5 % w 2029 r., 51,5 % w 2030 r., 39 % w 2031 r., 26,5 % w 2032 r., 14 % w 2033 r. (CBAMi), a także:
- określony przez Komisję Europejską międzysektorowy jednolity współczynnik korygujący (CSCFi).

Obliczona w ww. sposób wartość nie będzie wymagała rozliczenia przy pomocy certyfikatu i ta wartość jest liczbą równą ilości przydzielonych bezpłatnie uprawnień dla instalacji wytwarzającej dany towar CBAM w Unii Europejskiej. Zatem każda tona CO₂, która nie ma pokrycia w bezpłatnym przydziale będzie musiała być zakupiona, jako certyfikat i umorzona.

Co to oznacza dla importera? Jeżeli zgłaszający do określania emisji wbudowanej w deklaracji wykorzysta wartości domyślne, to konieczność umarzenia ilości emisji wbudowanej zaimportowanego towaru będzie oparta (przy wyborze drugiego wariantu określania wartości domyślnych) o najbardziej emisyjne instalacje EU ETS. Wartości wskaźnika referencyjnego BM_i w ramach EU ETS są określane na podstawie 10% najmniej emisyjnych instalacji w Unii Europejskiej. Dobrym przykładem do zobrazowania tego podejścia jest wykazanie wartości wskaźnika referencyjnego określonego dla mierzalnego ciepła (BM_i). Po przeglądzie wskaźników w ramach EU ETS dla mierzalnego ciepła, wskaźnik ten będzie określony najprawdopodobniej na poziomie 31,15 teCO₂/TJ. W przypadku najbardziej emisyjnych instalacji, które jako paliwo wykorzystują węgiel brunatny, wskaźnik ten wyniesie ok. 119,89 teCO₂/TJ (poziom działalności dla tego rodzaju podinstalacji mierzony jest w TJ). To wskazuje, iż różnica pomiędzy najlepszym a najgorszym wskaźnikiem wyniesie 88,74 tony ekwiwalentu CO₂ na 1TJ, które przy zastosowaniu w roku 2026 wskaźnika CBAM wynoszącego 97,5%, a także przyjmując dla uproszczenia obliczeń że CSCF wyniesie wartość 1, to do rozliczenia emisji wbudowanej pozostanie na 1 TJ ciepła koniecznego do wytworzenia danej ilości towaru CBAM (np. w tonach – w praktyce konieczne będzie odpowiednie przeliczenie). Zatem konieczne będzie zakupienie 86 certyfikatów (119,89 – 31,15 = 88,74 × 97,5% = 86,52 = 86). Wskazać przy tym należy, że jeden certyfikat będzie odpowiadał jednej tonie ekwiwalentu CO₂ emisji wbudowanych związanej z towarem. Zatem, przyjmując, iż średnia cena uprawnień do emisji w tygodniu 21 – 25 października 2024 r. wyniosła

63,64 Euro⁷, to koszt zakupu certyfikatów wyniósłby 5 473,25 Euro ($86 \times 63,64 \text{ Euro} = 5\,473,25 \text{ Euro} = \text{ok. } 23\,767,22 \text{ zł}$).

Oczywiście wskazany przykład jest najbardziej skrajnym, bardzo prostym i teoretycznym pokazaniem zasady korekty przy zastosowaniu wskaźników domyślnych, ponieważ przyjęto założenie, iż do wytworzenia jednej tony towaru CBAM wykorzystuje się jeden TJ mierzalnego ciepła, dla którego wskaźnik emisyjności jest oparty o najbardziej emisyjne w Unii instalacje. Powyższe zatem obrazuje zasadę stosowania wartości domyślnych oraz zasadę korekty wynikającej z zharmonizowanych zasad przydziału bezpłatnych uprawnień w ramach EU ETS oraz oszacowania kosztów związanych z zakupem i umorzeniem certyfikatów.

Wskazany przykład pokazuje również, jak niekorzystne mogą być wartości domyślne dla określania emisji wbudowanej dla towaru CBAM i jak ważne jest pozyskanie danych rzeczywistych od operatora

instalacji z państwa trzeciego. Zaznaczyć trzeba, że koszt zakupu i rozliczenia emisji wbudowanej będzie ciążył na zgłaszającym, dlatego też współpraca pomiędzy importerem i operatorem instalacji jest kluczowa także w okresie przejściowym aby pozyskać wiarygodne dane.



Wskazany przykład pokazuje również jak niekorzystne mogą być wartości domyślne dla określania emisji wbudowanej dla towaru CBAM i jak ważne jest pozyskanie danych rzeczywistych od operatora instalacji z państwa trzeciego. Zaznaczyć trzeba, że koszt zakupu i rozliczenia emisji wbudowanej będzie ciążył na zgłaszającym, dlatego też współpraca pomiędzy importerem i operatorem instalacji jest kluczowa także w okresie przejściowym aby pozyskać wiarygodne dane.

⁷ <https://view.officeapps.live.com/op/view.aspx?src=https%3A%2F%2Fpublic.eex-group.com%2Ffeed%2Ffeed-auction-report%2Femission-spot-primary-market-auction-report-2024-data.xlsx&wdOrigin=BROWSELINK>



Wyzwania i potrzeba ulepszeń

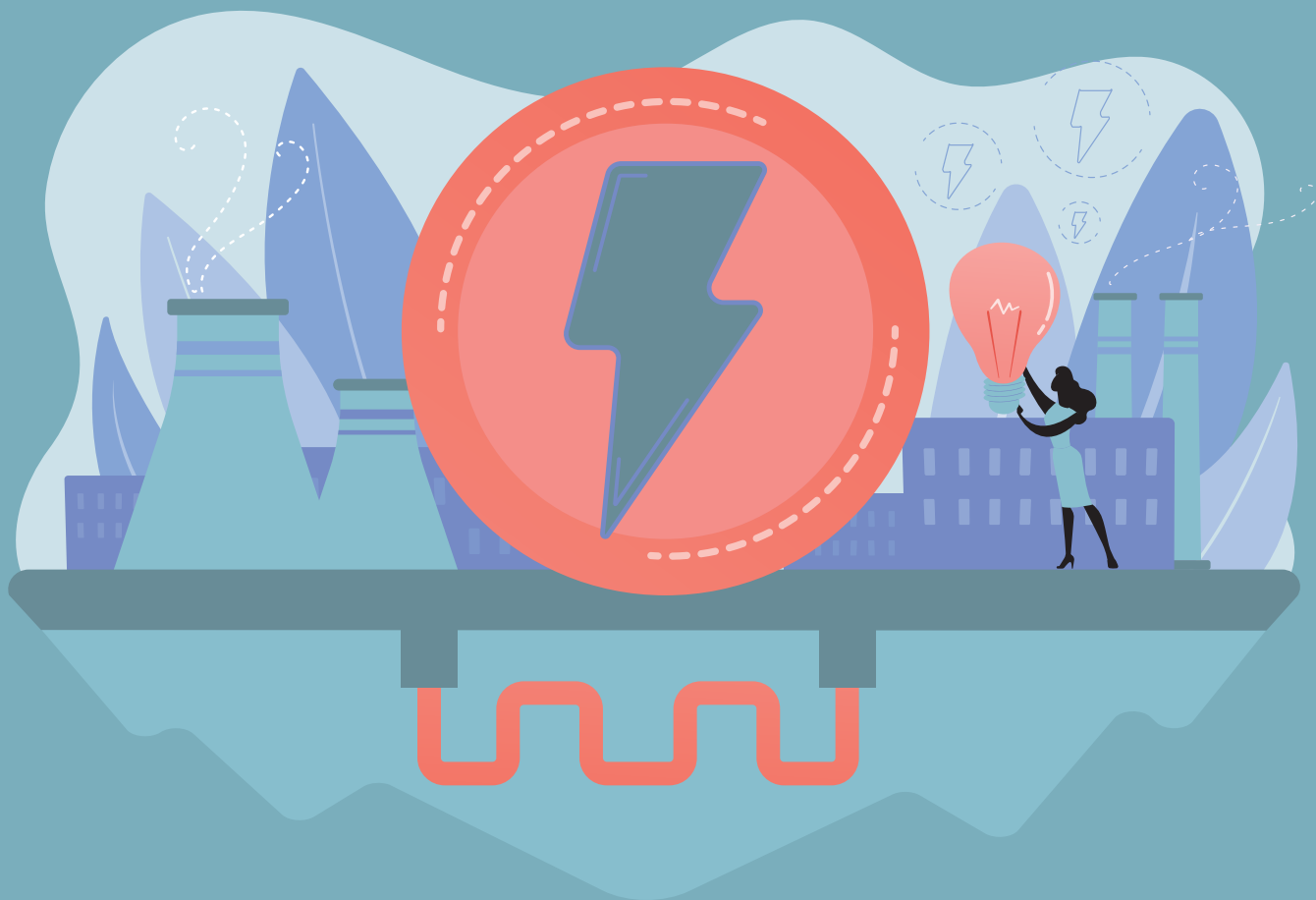
Patrząc na początki działania mechanizmu CBAM, największym wyzwaniem postawionym przed uczestnikami tego systemu, był krótki czas na jego wdrożenie a także wprowadzone przez Komisję Europejską rozwiązania „ad hoc” w rejestrze, co prowadziło do wielu pomyłek i nieprawidłowości w pierwszych złożonych sprawozdaniach CBAM. Przykładem tutaj może być wprowadzona zmiana tonażu zaimportowanego towaru – początkowo masa towaru mogła być raportowana w tonach i kilogramach, natomiast od drugiego sprawozdania wartość ta musi być raportowana wyłącznie w tonach. Drugim newralgicznym aspektem tego mechanizmu są z pewnością ociągające się procesy legislacyjne oraz przyjmowanie regulacji prawnych „na ostatnią chwilę”. Skutkiem takiego postępowania z pewnością są występujące problemy po stronie państw członkowskich dotyczące przygotowania zespołu wykwalifikowanych pracowników mogących wyjaśnić zainteresowanym podmiotom sposób funkcjonowania mechanizmu a także realizację obowiązków wynikających z tych regulacji. Powyższe z pewnością przekłada się na występującą nadal małą świadomość importerów o konsekwencjach braku lub nieprawidłowego sprawozdawania w zakresie emisji wbudowanej. Ostatnim, ale wydaje się najistotniejszym elementem, który ma wpływ bezpośrednio na funkcjonowanie mechanizmu CBAM, jest niechęć operatorów instalacji z państw trzecich do współpracy przy określaniu emisji budowanej towarów i przekazywaniu importerom danych rzeczywistych koniecznych do złożenia sprawozdania CBAM. Skala tego problemu będzie możliwa do zweryfikowania najwcześniej

po zakończeniu czasu jaki mają zagaszający na złożenie sprawozdania za trzeci kwartał 2024 r., tj. do końca października 2024 r.

Wskazać zatem należy, iż niektóre kwestie związane z wprowadzaniem oraz funkcjonowaniem mechanizmu CBAM muszą zostać usprawnione i ulepszone. Ważnym przy tym jest, aby kraje członkowskie oraz Komisja Europejska nadal uświadamiała importerów oraz operatorów instalacji o ciężących na nich obowiązkach w tym zakresie a także tłumaczyła zawilości funkcjonowania mechanizmu. Współpraca między uczestnikami mechanizmu CBAM jest kluczem do jego prawidłowego funkcjonowania a także do spełnienia założeń, jakie zostały postawione przy jego powstawaniu.

Bibliografia:

1. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz.U. UE L 130 z 16.5.2023, s. 52).
2. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1773 z dnia 17 sierpnia 2023 r. ustanawiające zasady stosowania rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 w odniesieniu do obowiązków sprawozdawczych do celów mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ w okresie przejściowym (Dz. Urz. UE L 228 z 15.9.2023, s. 94).
3. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/1070 z dnia 1 czerwca 2023 r. w sprawie warunków technicznych rozwijania, utrzymywania i użytkowania teleinformatycznych systemów wymiany i przechowywania informacji na podstawie rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) nr 952/2013 (Dz. Urz. UE L 143 z 2.06.2023, s. 65).
4. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz.U. L 275 z 25.10.2003, s. 32).
5. Decyzja delegowana Komisji (UE) 2019/708 z dnia 15 lutego 2019 r. uzupełniająca dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021–2030 (Dz. Urz. UE L 120 z 8.5.2019, s. 20).
6. Guidance Document n°2 on the harmonised free allocation methodology for the EU ETS – 2024 revision
7. Guidance on determining the allocation at installation level Final version issued on 26 February 2024.
8. <https://www.kobize.pl/pl/article/cbam/id/2415/informacje-ogolne>



Wyzwania transformacji w ciepłownictwie systemowym

Autorzy:

Igor Tatarewicz, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Michał Lewarski, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Sławomir Skwierz, Wiceprezes Zarządu Agencji Rynku Energii S.A.

Wyzwania transformacji w ciepłownictwie systemowym

Słowa kluczowe: Ciepłownictwo systemowe, transformacja energetyczna, Fit for 55, polityka energetyczno-klimatyczna UE, krajowy system elektroenergetyczny, produkcja ciepła sieciowego, technologie zeroemisyjne, OZE.



Autor:
Igor Tatarewicz



Autor:
Michał Lewarski



Autor:
Sławomir Skwierz

Streszczenie

Polski sektor ciepłowniczy jest sektorem, w którym transformacja energetyczna i dekarbonizacja stanowią ogromne wyzwanie. Konieczność dostosowania do europejskich przepisów, rosnące ceny paliw i uprawnień do emisji CO₂, jak również duże koszty samej transformacji, przy jednoczesnej słabej kondycji finansowej większości przedsiębiorstw ciepłowniczych to czynniki, które stawiają sektor w bardzo trudnym położeniu na samym starcie. Wybór ścieżki transformacji jest wyborem trudnym i nieoczywistym już na samym etapie planowania rozwoju. W artykule zaprezentowano najbardziej aktualne scenariusze przedstawiające kierunki rozwoju sektora ciepła systemowego w Polsce w perspektywie długoterminowej, opracowane przez ośrodki badawcze zajmujące się tą tematyką. Celem pracy jest przedstawienie różnych ścieżek i alternatyw, w celu wsparcia decydentów w tym niełatwym i nieoczywistym wyborze. Z przeprowadzonych analiz wynika, że nie ma jednego

uniwersalnego rozwiązania dla branży wytwarzania ciepła systemowego, ale kluczową rolę w transformacji ma odgrywać elektryfikacja.

Wśród analizowanych scenariuszy dominowały pompy ciepła i kotły elektrodowe w układzie z magazynami ciepła, kotły na biomasę oraz układy gazowe. We wszystkich rozpatrywanych scenariuszach charakterystyczną cechą było stopniowe odchodzenie od paliw węglowych w produkcji ciepła, jako naturalna konsekwencja funkcjonowania systemu EU ETS i wzrostu kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂. Doświadczenia krajów Europy Zachodniej, takich jak Niemcy, Francja czy Dania wskazują, że w wyborze technologii nie należy pomijać istotnej roli biomasy w procesie dekarbonizacji sektora. Jej zastosowanie pozwoli utrzymać stabilność systemu i dostawy ciepła do odbiorców końcowych po akceptowalnym koszcie.

Spis skrótów:

EU ETS – Europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO₂
Fit for 55 – „Gotowi na 55”, pakiet aktów prawnych UE implementujących założenia Europejskiego Zielonego Ładu, w tym celu UE ma dokonać redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% w 2030 r. względem poziomu z 1990 r.
OZE – odnawialne źródła energii

KZR – kryteria zrównoważonego rozwoju dla paliw biomasowych
P2H – (*ang. power to heat*) technologie wykorzystujące energię elektryczną na cele ciepłownicze
PTEZ – Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych
UE – Unia Europejska
URE – Urząd Regulacji Energetyki

Wstęp

Ciepłownictwo systemowe jest bardzo ważnym ogniwiem w łańcuchu dostaw ciepła do odbiorców końcowych i odgrywa szczególną rolę w krajowym systemie energetycznym. Odpowiada za produkcję ciepła sieciowego na poziomie ok. 300 PJ¹, co zapewnia pokrycie krajowego zapotrzebowania na ciepło ogółem w 25–30%². Co ważne, ta forma wytwarzania ciepła istotnie przyczynia się do redukcji tzw. niskiej emisji, która jest w Polsce bardzo poważnym problemem i głównym źródłem zanieczyszczeń w małych miejscowościach. Niestety ok. 80% wszystkich systemów ciepłowniczych w Polsce nie posiada statusu systemów efektywnych w rozumieniu dyrektywy o efektywności energetycznej, ponadto nadal w produkcji ciepła systemowego dominują paliwa węglowe. Sektor ten wymaga podjęcia pilnych działań w celu wyznaczenia kierunków oraz określenie sposobów i źródeł finansowania. Kluczem jest zapewnienie środków finansowych na realizację koniecznych inwestycji. Potrzeby inwestycyjne sektora ciepłowniczego są bardzo duże, na co wskazują opracowania wielu branżowych organizacji^{3,4}. Wiąże się z tym bezpośrednio potrzeba właściwego zaprogramowania rozwoju tego sektora, aby z jednej strony spełnić wymagania transformacji, a z drugiej zoptymalizować koszty w taki sposób aby były one akceptowalne dla odbiorców. Koszt ciepła stanowi bowiem jedną z najbardziej znaczących pozycji w budżecie przeciętnego gospodarstwa domowego. Branża od dawna wskazuje na brak strategii dla ciepłownictwa, która nie została do tej pory opracowana. W artykule zaprezentowano i porównano najbardziej aktualne scenariusze rozwoju sektora ciepłownictwa systemowego. Celem tych analiz było wskazanie różnych alternatyw i powiązanych

z nimi kosztów oraz wskazanie ryzyk i potencjalnych problemów realizacyjnych.

Obecna sytuacja w ciepłownictwie systemowym



W strukturze wytwarzania ciepła systemowego w Polsce od lat dominuje węgiel. Najnowsze, dostępne dane statystyczne w tym zakresie za 2022 r., wskazują na wciąż wysoki udział węgla w strukturze produkcji ciepła systemowego w Polsce na poziomie ok. 66%. Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 15,5 punktu procentowego, przy jednoczesnym wzroście udziału źródeł OZE (głównie biomasy, która stanowiła ok. 12% udziału w strukturze wytwarzania ciepła systemowego) i paliw gazowych (9%), co potwierdza sukcesywny, stopniowy kierunek zmian w modelu gospodarki energetycznej Polski.

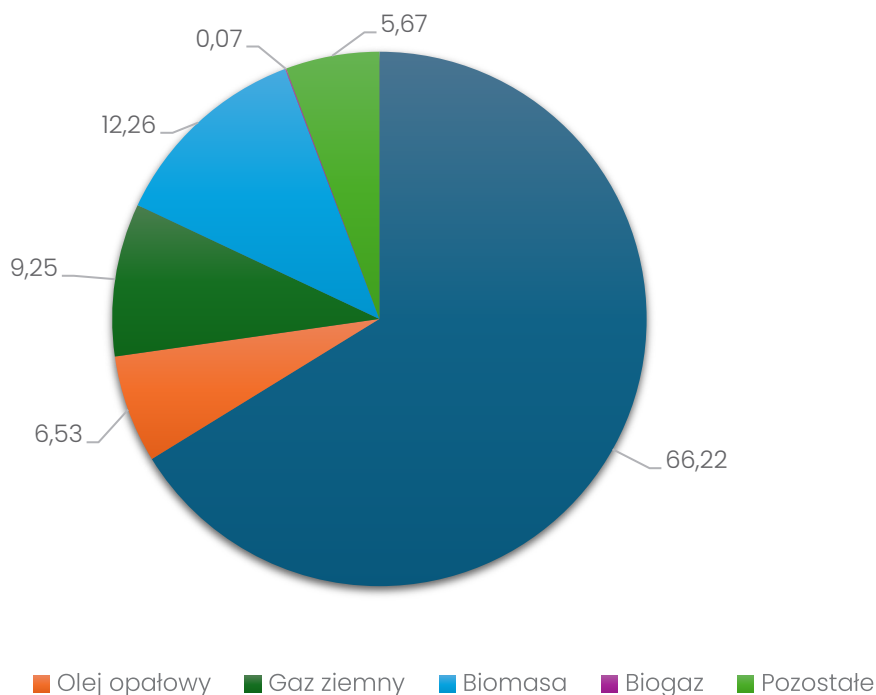
W strukturze wytwarzania ciepła systemowego w Polsce od lat dominuje węgiel (Rysunek 1). Najnowsze, dostępne dane statystyczne w tym zakresie za 2022 r., wskazują na wciąż wysoki udział węgla w strukturze produkcji ciepła systemowego w Polsce na poziomie ok. 66%. Od 2002 r. udział paliw węglowych obniżył się o 15,5 punktu procentowego, przy jednoczesnym wzroście udziału źródeł OZE (głównie biomasy, która stanowiła ok. 12% udziału w strukturze wytwarzania ciepła systemowego) i paliw gazowych (9%), co potwierdza sukcesywny, stopniowy kierunek zmian w modelu gospodarki energetycznej Polski. Nieco większe zróżnicowanie paliw zużywanych do produkcji ciepła występuje w jednostkach kogeneracji. Tempo redukcji zużycia węgla musi być jednak, w kontekście zobowiązań pakietu Fit for 55, znacznie zwiększone.

1 Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_s_-_custom_13361329/default/table?lang=en (dostęp: 18.10.2024 r.)

2 jw.

3 Według raportu „Wpływ pakietu Fit for 55 na polską gospodarkę” Banku Pekao S.A. z grudnia 2021 r., koszt pakietu „Fit for 55” dla Polski w ciągu najbliższych lat to blisko 200 mld euro dodatkowo, a znacząca część tych nakładów będzie dotyczyła ciepłownictwa.

4 Natomiast z Raportu Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych z maja 2023 r. pt. „Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce” wynika, że sprostanie wymaganiom tego pakietu w obszarze dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego będzie wymagało poniesienia nakładów na poziomie od 276 mld zł do 418 mld zł, w zależności od przyjętego scenariusza inwestycji.



Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych URE

Całkowita wielkość mocy cieplnej zainstalowanej w jednostkach wytwarzających ciepło systemowe w Polsce wyniosła 53 188 MW w 2022 r. Oznacza to jej zmniejszenie w porównaniu z 2002 r. o 17 764 MW. Przedsiębiorstwa wytwarzały ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (220 podmiotów na 355 zajmujących się wytwarzaniem ciepła w całym kraju). Tylko osiem koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną swoich źródeł przekraczającą 1 000 MW każde, a ich łączna moc osiągalna stanowiła około 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych. Podmioty te działały również w obszarze wytwarzania energii elektrycznej.

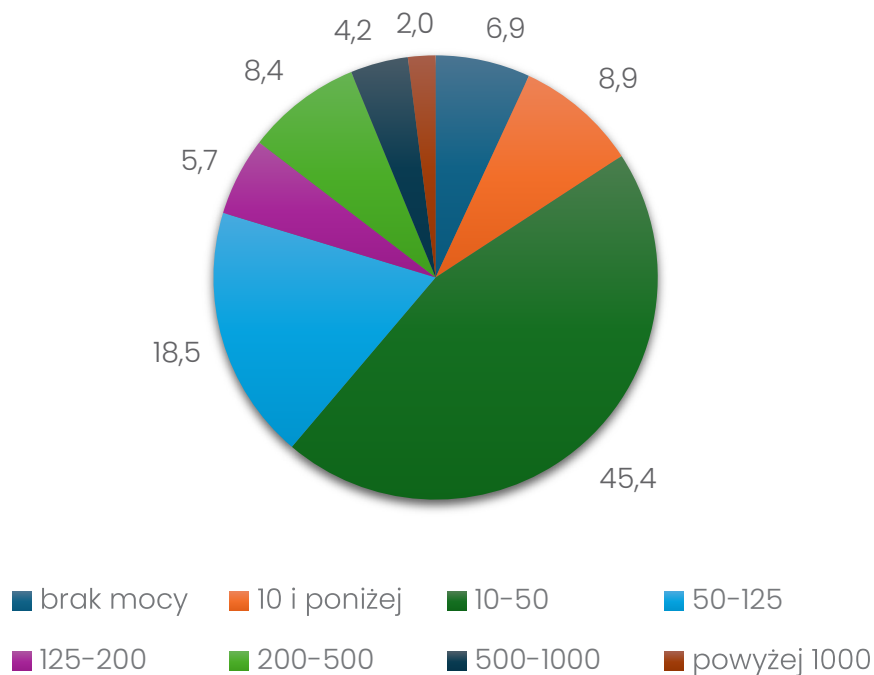
Istotną kwestią dla branży jest zapewnienie środków finansowych na realizację koniecznych inwestycji, tymczasem sytuacja finansowa przedsiębiorstw ciepłowniczych jest trudna i pogarszająca się

z każdym rokiem. Wzrost kosztów paliwa i konieczność ponoszenia coraz większych kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO₂, przy jednoczesnej regulacji cen ciepła, powoduje stopniowe pogarszanie się wyników finansowych, rentowności oraz wskaźników płynności.

Zgodnie z danymi URE⁵, wynik finansowy brutto ukształtował się w 2022 r. na poziomie minus 6,24 mld zł (w 2021 r. minus 1,5 mld zł, w 2020 r. – minus 473,8 mln zł, w 2019 r. – minus 543 mln zł). Wynik finansowy na sprzedaży ukształtował się na poziomie minus 5,9 mld zł, zaś rentowność sprzedaży wyniosła minus 21,48 proc.

Płynie z tego wniosek, że bez zewnętrznego finansowania branża nie będzie w stanie unieść ciężaru inwestycji, które muszą zostać przeprowadzone w celu dostosowania do wymagań unijnych.

⁵ URE, Energetyka ciepła w liczbach – 2022 r. Warszawa, październik 2023 r.

RYSUNEK 2. STRUKTURA PRZEDSIĘBIORSTW CIEPŁOWNICZYCH WEDŁUG MOCY ZAINSTALOWANEJ W ŹRÓDŁACH CIEPŁA W 2022 R. [MW]

Źródło: URE



Zgodnie z danymi URE⁶, wynik finansowy brutto ukształtował się w 2022 r. na poziomie minus 6,24 mld zł (w 2021 r. minus 1,5 mld zł, w 2020 r. – minus 473,8 mln zł, w 2019 r. – minus 543 mln zł). Wynik finansowy na sprzedaży ukształtował się na poziomie minus 5,9 mld zł, zaś rentowność sprzedaży wyniosła minus 21,48 proc.

Płynie z tego wniosek, że bez zewnętrznego finansowania branża nie będzie w stanie unieść ciężaru inwestycji, które muszą zostać przeprowadzone w celu dostosowania do wymagań unijnych.

Przegląd scenariuszy rozwoju sektora wytwarzania ciepła systemowego

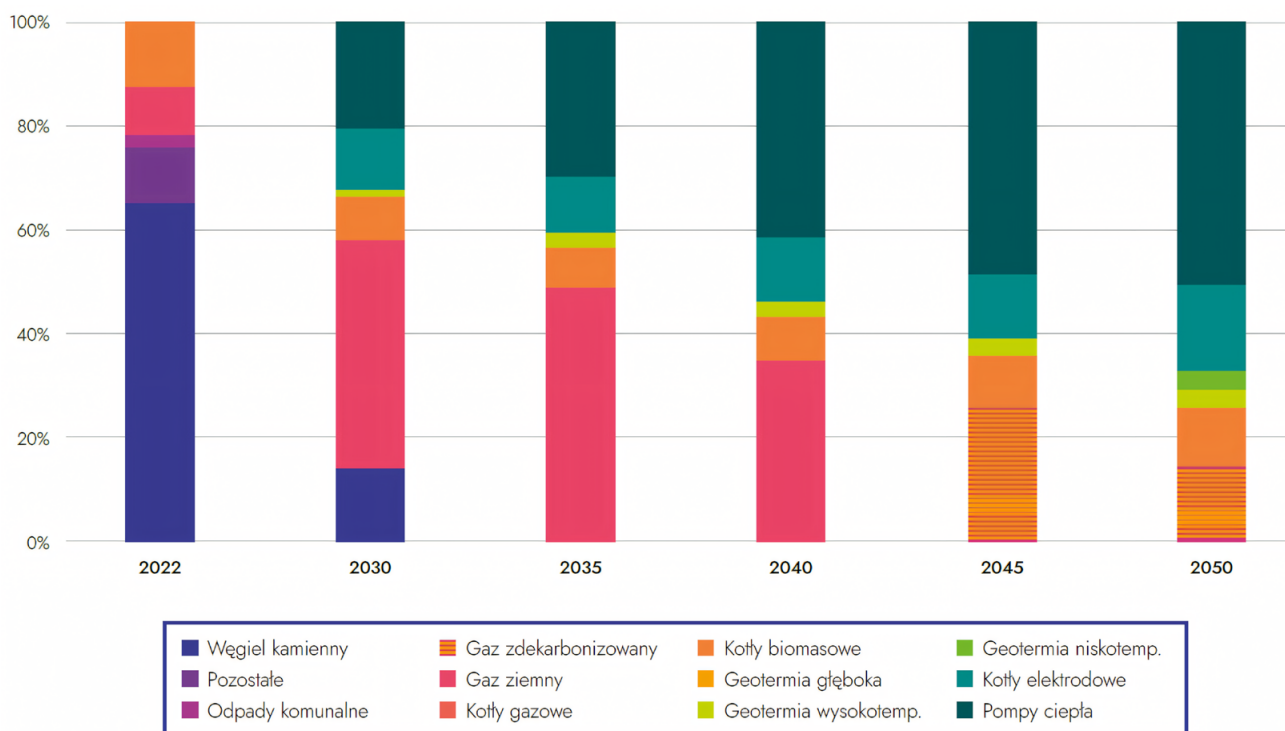
W ostatnim czasie zostało opublikowanych, co najmniej kilka scenariuszy rozwoju sektora wytwarzania ciepłownictwa systemowego w Polsce w perspektywie długoterminowej. Warto je przeanalizować w celu rozpoznania generalnych trendów rozwojowych w tym sektorze.

Najnowszą dostępną analizą w tym zakresie jest opracowanie Polskiego Towarzystwa energetyki zawodowej (PTEZ) pt. „Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce”⁷. Opracowanie to zawiera trzy różne warianty – A (Power to Heat), B (Kogeneracja gazowa) i C (Węglowy),

6 URE, Energetyka ciepła w liczbach – 2022 r. Warszawa, październik 2023 r.

7 PTEZ, Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Warszawa, czerwiec 2024 r.

RYСУNEK 3. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W WARIANCIE A PTEZ [%]



Źródło: PTEZ

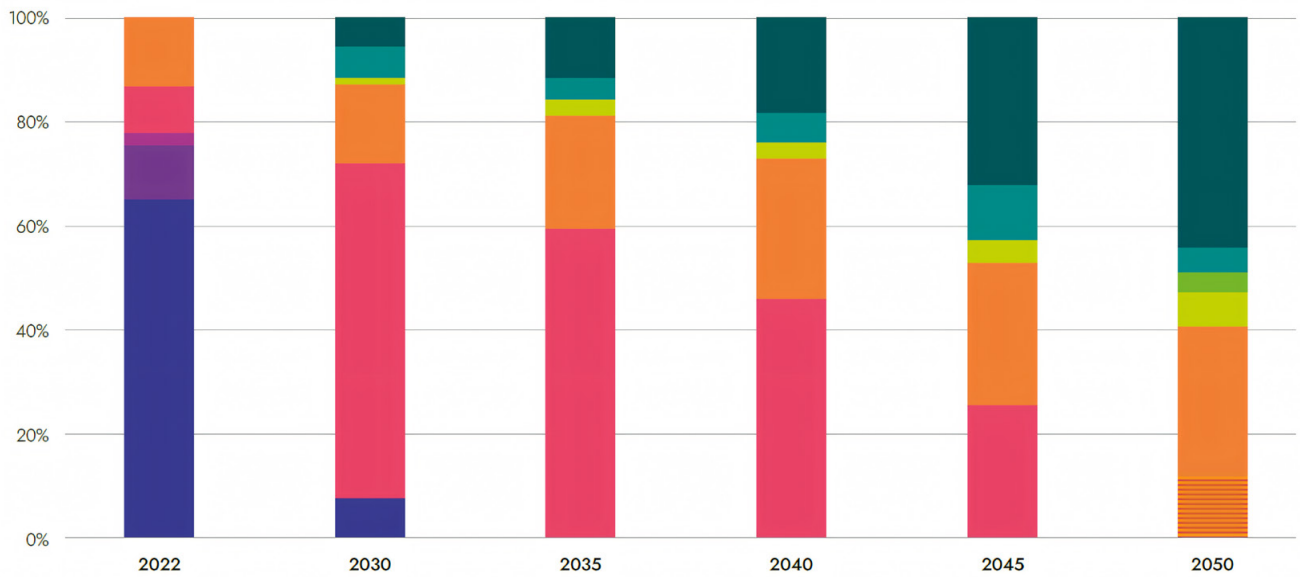
których wyniki w zakresie mocy i produkcji ciepła sieciowego zostały zaprezentowane poniżej. W wariancie A założono najszybszy rozwój technologii Power to Heat, charakteryzujący się osiągnięciem 1 GW mocy zainstalowanej pomp ciepła oraz 2 GW kotłów elektrodowych już w 2030 roku. Docelowo w 2050 roku moc pomp ciepła wynosi 5 GW, a kotłów elektrodowych 10 GW. W scenariuszu zakładane jest też przejście z gazu ziemnego na tzw. zielone gazy, czyli biogaz, biometan czy wodór.



W wariancie B założono substytucję węgla kamiennego przez gaz ziemny. Jednostki kogeneracji gazowej utrzymywane są w systemie tak, jak pozwalają na to uwarunkowania regulacyjne z opcją przejścia na gazy zeroemisyjne po 2045 roku. Technologia Power to Heat pojawia się od 2030 roku, jednak stanowi znacznie mniejszy udział zarówno w strukturze mocy, jak i produkcji w porównaniu do Wariantu A.

Wariant C potraktowany został w tej analizie jako punkt odniesienia i przedstawia strukturę produkcji ciepła systemowego stosunkowo długo opartą na paliwach kopalnych – zarówno węgla, jak i gazu ziemnym. Wariant C nie spełnia jednak warunków regulacyjnych, wynikających z unijnych dyrektyw. Jest to scenariusz zakładający konserwatywne podejście do transformacji źródeł ciepła i ograniczony dostęp do źródeł finansowania, co w konsekwencji przekłada się na nieefektywne systemy ciepłownicze. W scenariuszu zakłada się większy nacisk na rozwój technologii opartych o biomasę oraz biogaz.

RYSUNEK 4. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W WARIANCIE B PTEZ [%]

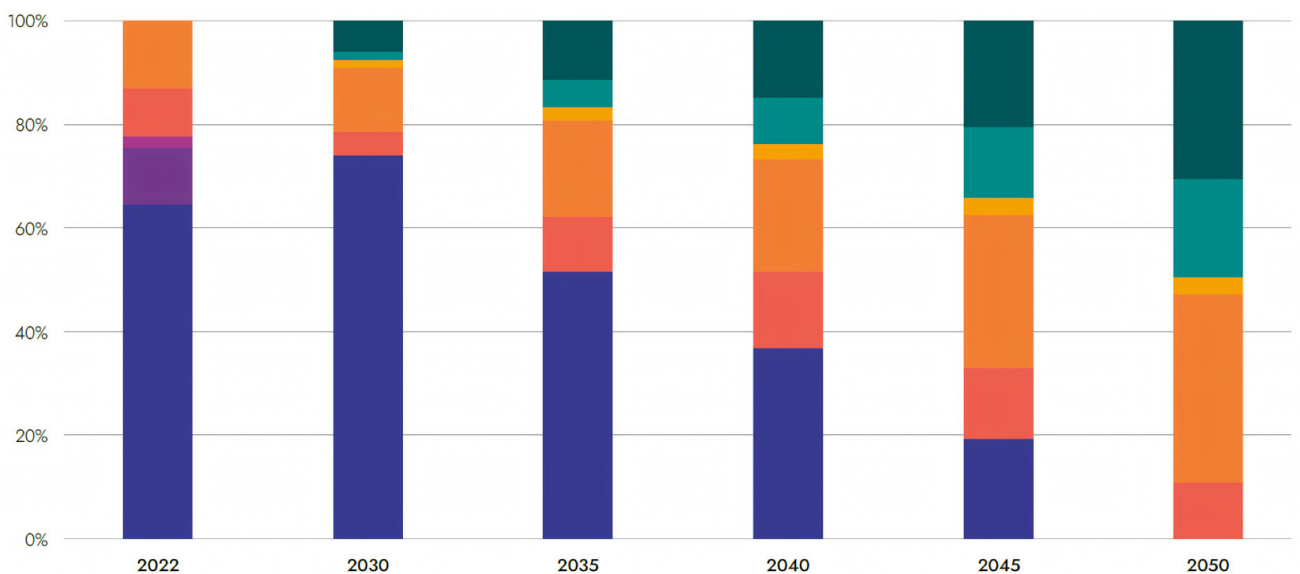


Źródło: PTEZ

Kolejną ciekawą analizą, która ukazała się w ostatnim czasie jest „Koncepcja dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego w Polsce wg NCBR”. Została ona przygotowana, jako wkład do opracowywanej obecnie przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska aktualizacji „Krajowego planu na rzecz energii i klimatu

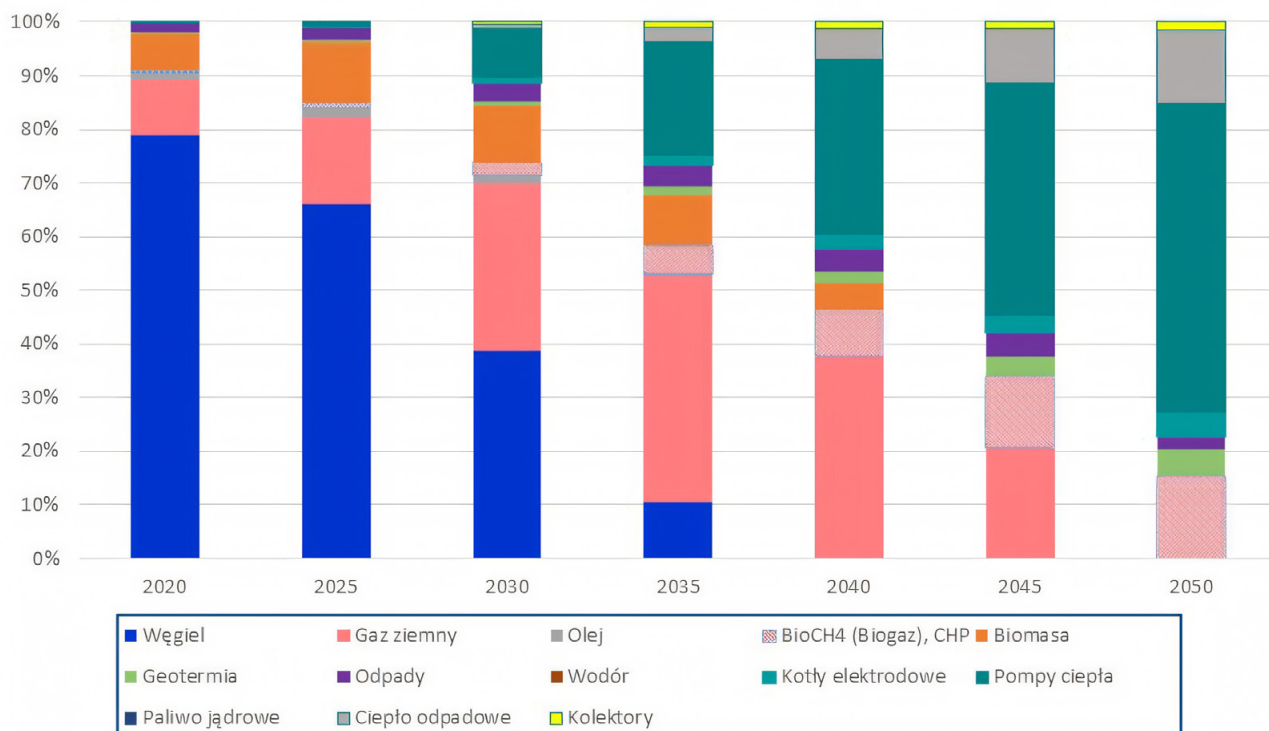
na lata 2021-2030”. Jako najwłaściwszą drogę dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego przyjęto jego elektryfikację, co z kolei przekłada się na konieczność integracji i współdzielenia zasobów przez sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy. Z analiz przeprowadzonych przez NCBR wynika, że w celu zbilansowania

RYSUNEK 5. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W WARIANCIE C PTEZ [%]



Źródło: PTEZ

RYSUNEK 6. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W SCENARIUSZU NCBIR [%]

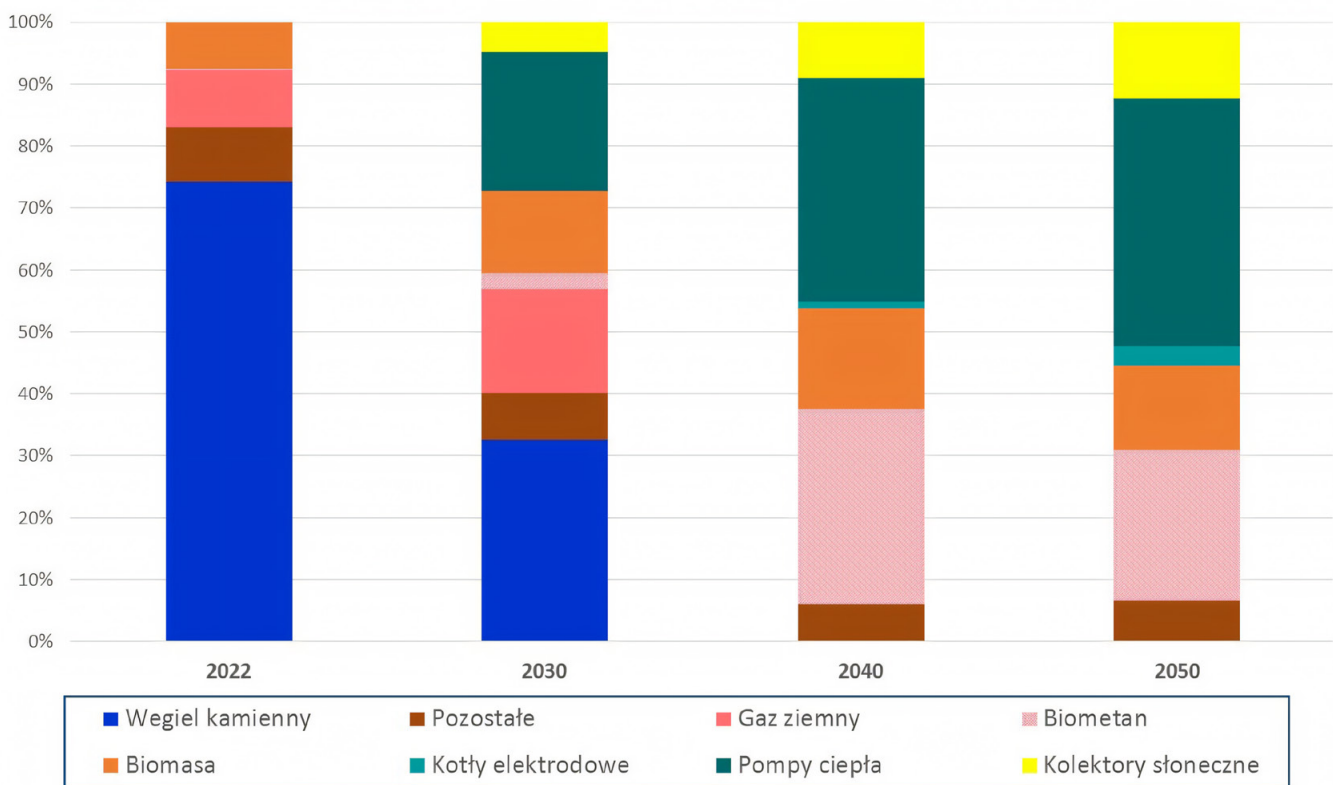


Źródło: NCBiR

systemu elektroenergetycznego opartego o źródła charakteryzujące się niestabilną pracą, konieczne będzie wykorzystanie magazynów ciepła na dużą skalę. Według szacunków NCBiR łączna pojemność magazynów ciepła powinna wynieść, co najmniej 800 GWh. Magazyny zasilane będą pompami ciepła oraz przez kotły elektrodowe, pobierające energię elektryczną w okresach jej nadprodukcji, w których to okresach należy oczekiwać niskich cen na rynku hurtowym. Gdy podaż energii w systemie elektroenergetycznym będzie niewystarczająca uruchamiane mają być dyspozycyjne elektrownie gazowe zasilane biometanem lub wodorem.

Nieco starszym opracowaniem jest raport Forum Energii opublikowany w listopadzie 2023 r. pt. „Przyszłość bez gazu i węgla. Strategia dla sektora ciepła”. W scenariuszu zaprezentowanym we wspomnianym raporcie, głównym kierunkiem transformacji ciepłownictwa systemowego jest, podobnie jak w opracowaniu NCBiR, elektryfikacja. Już w 2030 r.

wielkoskalowe pompy ciepła mają odpowiadać za 22% w produkcji ciepła systemowego. W kolejnych dekadach udział ten wzrasta. Ostatecznie w 2050 r. produkcja ciepła z pomp ciepła i kotłów elektrodowych ma stanowić 43%. W pracy założono, że głównymi „dolnymi” źródłami energii dla pomp ciepła będą oczyszczalnie ścieków (23% ciepła dla pomp w 2030 r. i 59% w 2050 r.) oraz energia geotermalna, która zwiększy swój udział do 20% w 2030 r., a następnie spadnie do 15% w 2050 r. Paliwem przejściowym transformacji ciepłownictwa systemowego jest gaz ziemny, od którego całkowite odejście zaplanowano do 2040 r. Gaz ziemny w tym scenariuszu zastępowany jest biometanem, aczkolwiek potencjał w zakresie możliwości zastosowania biometanu na taką skalę może budzić wątpliwości. Biomasa w opracowaniu Forum Energii została potraktowana jako paliwo uzupełniające, ze względu na to, że musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju KZR, przez co jej dostępność ulega pewnym ograniczeniom. W początkowym okresie prognozy

RYSUNEK 7. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W SCENARIUSZU FORUM ENERGII [%]

Źródło: Forum Energii

zyskuje ona na znaczeniu tzn. jej udział w produkcji ciepła systemowego wzrasta z 7% do 13% w 2030 r. i następnie 19% w 2036 r. Po osiągnięciu szczytu w 2036 r. następuje stopniowy spadek jej udziału – do 14% w 2050 r., jako wynik spadającej jej konkurencyjności względem technologii P2H.

Kolejną w miarę aktualną wizję rozwoju sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce przedstawia Fundacja InStrat w opracowaniu zatytułowanym „Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r.”⁸ Wiodącym trendem we wszystkich zaprezentowanych scenariuszach jest przejście w kierunku efektywnej kogeneracji, w początkowej fazie transformacji opartej na gazie, a po 2030 r. na zrównoważonej środowiskowo biomasie rolniczej i biogazie. Biorąc pod uwagę potencjał rozwoju biogazowni w Polsce, kluczową rolę odgrywają tutaj elektrociepłownie

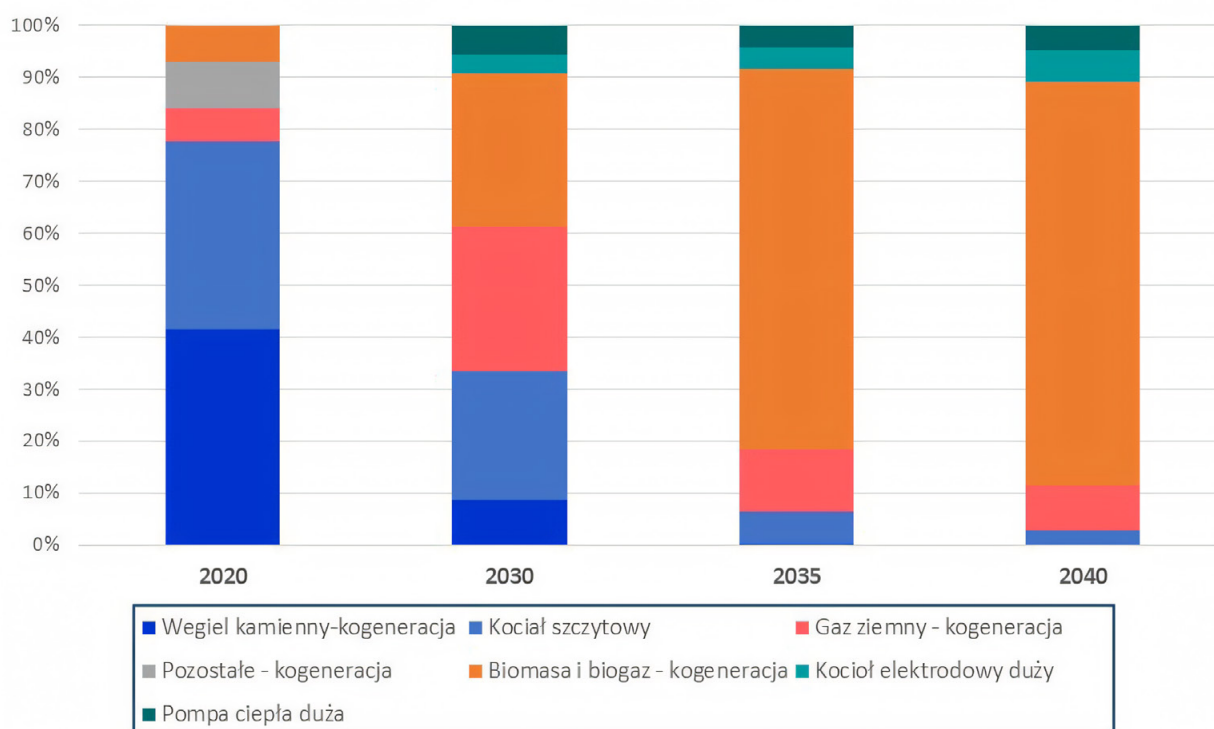
i ciepłownie na biomasę rolniczą (sprawą otwartą pozostaje na ile rozwój źródeł opartych na biomasie może być dodatkowo ograniczony potencjalnym dalszym zaostrzeniem kryteriów KZR, utrudnieniami związanymi z logistyką dostaw paliwa oraz dostępnością biomasy na rynku). Ważną rolę odgrywają duże magazyny ciepła stanowiące jedną z kluczowych technologii magazynowania energii. Ze względu na stosunkowo niewielkie różnice pomiędzy scenariuszami, w artykule zaprezentowano tylko scenariusz S1 ambitnego rozwoju OZE i energetyki jądrowej.

Koszty LCOH technologii produkcji ciepła

Ważnym kryterium wyboru odpowiedniego scenariusza są koszty wytwarzania ciepła, które następnie odzwierciedlane są w cenach za dostarczone ciepło do odbiorców końcowych. Z przeprowadzonej przez

8 Kubiczek P., Smoleń M., Żelisko W., Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r. Warszawa, 2023 r.

RYSUNEK 8. STRUKTURA PRODUKCJI CIEPŁA W SCENARIUSZU AMBITNEGO ROZWOJU OZE I ENERGETYKI JĄDROWEJ WG FUNDACJI INSTRAT [%]



Źródło: Fundacja Instraat

PTEZ analizy wynika, że najtańszymi rozwiązaniami są technologie na biomasę (Rys.9), natomiast można się spodziewać, że w warunkach znaczącego wzrostu popytu na biomasę, koszty pozyskania biomasy w przyszłości byłyby wyższe.

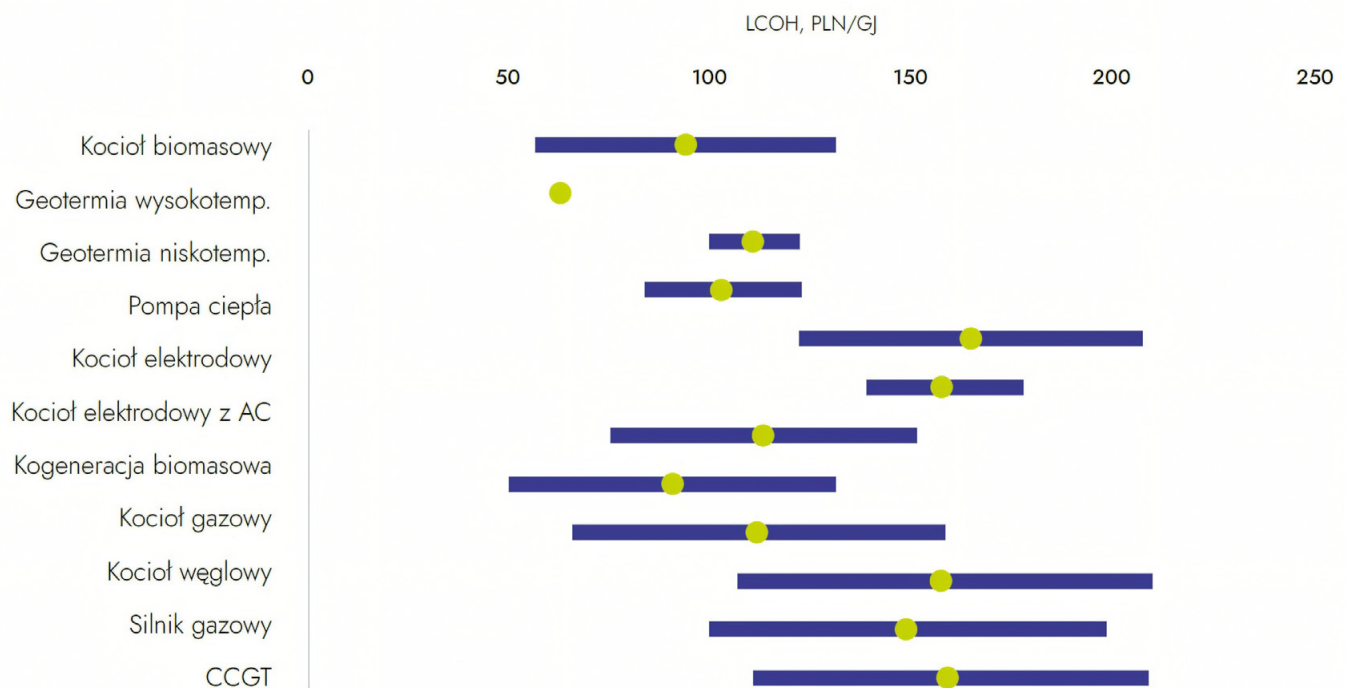
Na drugim biegunie znajdują się kotły elektrodowe, ale trzeba pamiętać, że w dużym stopniu kotły elektrodowe będą pełniły rolę źródeł szczytowych, dlatego relatywnie wysokie koszty zmienne nie muszą automatycznie wykluczać tej technologii.

Generalnie koszty technologii grzewczych opartych na energii elektrycznej w dużej mierze będą uzależnione od cen prądu, a te z kolei będą wynikały nie tylko z przyjętych kierunków rozwoju samego sektora energii i tempa jego modernizacji, ale także z kierunkami rozwoju innych gałęzi gospodarki i stopnia jej elektryfikacji. Znaczący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w innych sektorach może

oznaczać, że dostępność relatywnie taniej energii z nadwyżek produkcji OZE będzie ograniczona, podnosząc koszty ogrzewania opartego na energii elektrycznej.



Generalnie koszty technologii grzewczych opartych na energii elektrycznej w dużej mierze będą uzależnione od cen prądu a te z kolei będą wynikały nie tylko z przyjętych kierunków rozwoju samego, sektora energii i tempa jego modernizacji ale także z kierunkami rozwoju innych gałęzi gospodarki i stopnia jej elektryfikacji. Znaczący wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w innych sektorach może oznaczać, że dostępność relatywnie taniej energii z nadwyżek produkcji OZE będzie ograniczona, podnosząc koszty ogrzewania opartego na energii elektrycznej.

RYSUNEK 9. LCOH DLA TECHNOLOGII WYTWARZANIA CIEPŁA SYSTEMOWEGO [PLN/GJ]

Źródło: PTEZ

Wnioski:

Pomimo teoretycznie szerokiej dostępności technologii nisko i zeroemisyjnych, wybór optymalnego wariantu realizacji projektów inwestycyjnych z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw ciepła i wysokości kosztów wytwarzania nie jest oczywisty. Jednak obok znacznych różnic w wizji rozwoju sektora ciepłowniczego, prezentowanego przez poszczególne ośrodki badawcze, widać także wyraźne elementy zbieżne. Przede wszystkim większość analiz pokazuje znaczną rolę elektryfikacji ciepłownictwa systemowego, w której upatruje się szansę na wypełnienie celów związanych z dążeniem Polski i UE do neutralności klimatycznej.

Całkowite lub częściowe wykorzystanie odnawialnej energii elektrycznej przez instalacje P2H przyczynia się do zwiększenia udziału zielonej energii w sektorze ciepłowniczym. Z drugiej natomiast strony, rozwój tej technologii może pozytywnie wpłynąć na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej

z odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Integracja krajowego systemu energetycznego z systemami ciepłowniczymi w obszarze technicznym i regulacyjnym jest



Całkowite lub częściowe wykorzystanie odnawialnej energii elektrycznej przez instalacje P2H przyczynia się do zwiększenia udziału zielonej energii w sektorze ciepłowniczym. Z drugiej natomiast strony, rozwój tej technologii może pozytywnie wpłynąć na zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w krajowym systemie elektroenergetycznym. Integracja krajowego systemu energetycznego z systemami ciepłowniczymi w obszarze technicznym i regulacyjnym jest bardzo ważnym elementem szeroko pojętej transformacji energetycznej.

bardzo ważnym elementem szeroko pojętej transformacji energetycznej. Przy czym, jak już wyżej wspomniano, ten kierunek rozwoju ciepłownictwa jest silnie uzależniony od zmian w sektorze wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej. Znaczące zwiększenie zapotrzebowania na moc, związane z elektryfikacją ciepłownictwa, będzie wymagało olbrzymich inwestycji w modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Ponadto trzeba brać również pod uwagę fakt, że równoległe przebiegać będzie także elektryfikacja innych gałęzi gospodarki, powodując, że dostępne ilości relatywnie taniej energii z nadwyżek OZE mogą być znacznie mniejsze niż się to dzisiaj zakłada.



Znaczące zwiększenie zapotrzebowania na moc, związane z elektryfikacją ciepłownictwa, będzie wymagało olbrzymich inwestycji w modernizację sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Ponadto trzeba brać również pod uwagę fakt, że równoległe przebiegać będzie także elektryfikacja innych gałęzi gospodarki, powodując, że dostępne ilości relatywnie taniej energii z nadwyżek OZE mogą być znacznie mniejsze niż się to dzisiaj zakłada.

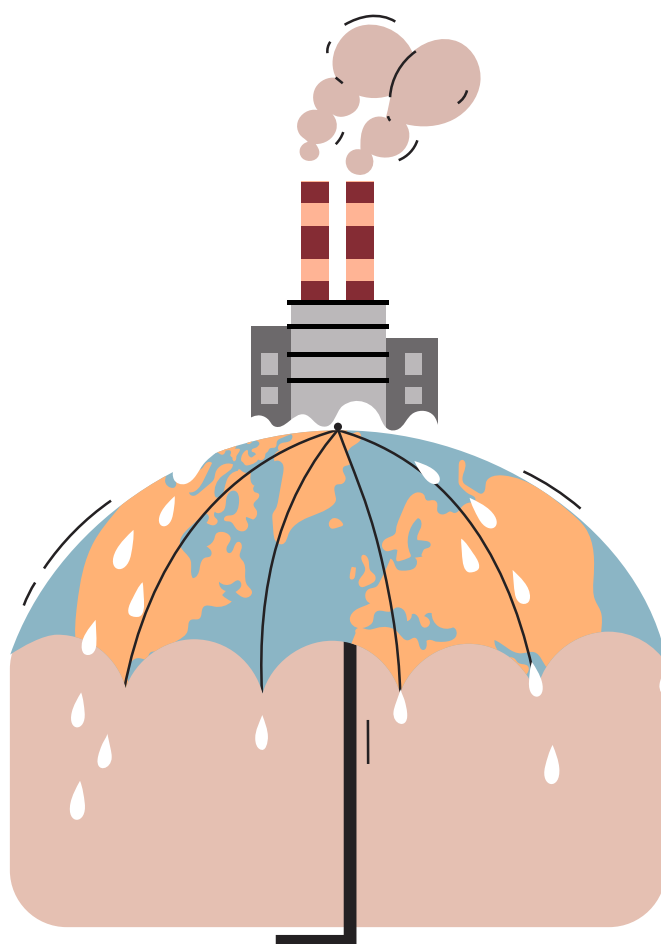
Tym bardziej nie należy ograniczać się do tego jednego kierunku rozwoju ciepłownictwa systemowego ale brać pod uwagę również inne technologie. W odniesieniu do roli i udziału pozostałych technologii produkcji ciepła systemowego, przedstawione wyżej scenariusze różnych ośrodków badawczych prezentują rozbieżne wizje. W szczególności dotyczy to kwestii rozwoju źródeł biomasowych, dla których w naszej ocenie także powinno znaleźć się miejsce w przyszłej strukturze wytwarzania ciepła systemowego, natomiast trudno dziś jednoznacznie przesądzać o skali tego rozwoju.

Konkludując, wydaje się, że głównym kierunkiem rozwoju ciepłownictwa systemowego powinna być

przede wszystkim elektryfikacja, ale wspierana także innymi technologiami, z gazem ziemnym jako technologią pomostową pomiędzy dzisiejszym i docelowym miksem ciepłowniczym.

Bibliografia:

1. Eurostat, https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_s__custom_13361099/default/table?lang=en (dostęp: 18.10.2024 r.).
2. Kubiczek P., Smoleń M., Żelisko W., Polska prawie bezemisyjna. Cztery scenariusze transformacji energetycznej do 2040 r. Warszawa, 2023 r.
3. Pekaś SA, Wpływ pakietu Fit for 55 na polską gospodarkę, Warszawa, grudzień 2021 r.
4. PTEZ, Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, maj 2023 r.
5. PTEZ, Potencjał wykorzystania technologii Power to Heat w transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Warszawa, czerwiec 2024 r.
6. URE, Energetyka ciepła w liczbach – 2022 r. Warszawa, październik 2023 r.





Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji

Autorzy:

Sylwia Kryłowicz, Zastępca Kierownika, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Przemysław Chrzan, Główny specjalista, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Tomasz Majchrzak, Kierownik Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji w systemie handlu uprawnieniami do emisji

Słowa kluczowe: system handlu uprawnieniami do emisji, bezpłatny przydział uprawnień do emisji, uprawnienia do emisji, pula uprawnień, benchmark



Autor:
Sylwia Kryłowicz



Autor:
Przemysław Chrzan



Autor:
Tomasz Majchrzak

Streszczenie

Kolejna zmiana dyrektywy 2003/87, która weszła w życie w czerwcu 2023 r. wprowadziła zmiany w zakresie zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji objętych systemem handlu uprawnieniami do emisji. Zwiększony cel redukcyjny dla roku 2030 do poziomu 62% dla instalacji objętych EU ETS spowoduje ograniczenie dostępnej puli uprawnień do bezpłatnego przydziału. W artykule skupiono się na zależności pomiędzy pulą dostępnych uprawnień do emisji do bezpłatnego rozdziału pomiędzy instalacje objęte EU ETS, a zasadami przydziału i zmiennymi wpływającymi na ostateczną liczbę przydzielanych uprawnień. W pierwszej części artykułu skupiono się na wykazaniu zasad wpływających na ograniczenie dostępności uprawnień do emisji,

które mogą być przydzielone bezpłatnie. Kolejna część artykułu poświęcona jest zharmonizowanym zasadom przydziału i ich zmianami. W artykule przedstawiono sposób obliczania indywidualnego przydziału uprawnień do emisji dla instalacji, a także wykazano elementy mające największy wpływ na liczbę przydzielanych uprawnień do emisji dla instalacji, jakim jest wskaźnik emisyjności dla produktu, ciepła, albo paliwa (tzw. benchmarków). Ostatnia część artykułu została poświęcona zasadom dostosowywania wskaźników emisyjności w oparciu o 10% najbardziej wydajnych instalacji w danym sektorze lub podsektorze w Unii pod względem odpowiednich wskaźników emisyjności w roku, którego dotyczy dostosowanie.

Zmiany wprowadzone do zasad przydziału uprawnień dla instalacji na podokres 2026-2030

Omówienie zmian zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji w podokresie 2026-2030 wprowadzonych dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniającą dyrektywę 2003/87/

WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzją (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych¹ (dalej: „dyrektywa 2023/959”) wymaga cofnięcia się do roku 2009 i omówienia przepisów dotyczących ustanowienia przejściowych zasad zharmonizowanego przydziału bezpłatnych

¹ Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, p.134

uprawnień do emisji w całej Unii, poczynając od trzeciej fazy funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji, to jest w okresie rozliczeniowym w latach 2013–2020.

W roku 2009 została przeprowadzona głęboka reforma zasad funkcjonowania systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS) wprowadzona dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniającą dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.² (Dalej: „dyrektywa 2009/29”). Najważniejszym elementem zmian było ustanowienie ogólnounijnej puli (Trade and cap) uprawnień do emisji, która ma za zadanie wspomagać realizację celów redukcyjnych przyjętych w danym okresie rozliczeniowym.

Utworzenie ogólnounijnej puli było możliwe po zakończeniu okresu wyznaczonego w Protokole z Kioto³, to jest lat 2008–2012, i realizacji celów redukcyjnych w nim przyjętych indywidualnie dla krajów, które weszły do Unii Europejskiej w roku 2004, w tym dla Polski, i wspólnego celu redukcyjnego dla tzw. „starej 15” krajów Wspólnoty Europejskiej, które w Kioto wynegocjowały wspólny cel redukcyjny.

Pula uprawnień określona dla całej Unii została ustalona, jako suma wkładu każdego państwa członkowskiego UE. Sposób ustalania wkładu był oparty o wartość średniej całkowitej rocznej liczby uprawnień wydanych przez państwa członkowskie zgodnie z decyzjami Komisji dotyczącymi ich krajowych planów rozdziału uprawnień na lata 2008–2012 z roku 2010.

Ustalona w ten sposób pula ulega corocznemu zmniejszeniu o współczynnik liniowy wynoszący 1,74 %. Ponadto rozszerzenie systemu EU ETS o nowe rodzaje działalności w szczególności na

przemysł chemiczny, skutkowało powiększeniem, wyznaczonej puli o zweryfikowaną wielkość emisji z tych nowych działań. Tak określona pula dla roku 2013 wyniosła 2 084 301 856 uprawnień do emisji, zgodnie z decyzją 2013/448⁴. Ustalono także poziom redukcji w trzeciej fazie EU ETS obejmującej lata 2013–2020, a od roku 2014 pula jest pomniejsza o współczynnik liniowy 1,74 %, co daje ilość 38 264 246 uprawnień. Całkowitą redukcję emisji w Unii w roku 2020 wyznaczono na poziom 21% w odniesieniu do wartości emisji w 2005 r.

Drugim elementem zmian wprowadzonych w 2009 r. była zmiana w dystrybucji uprawnień. W trzecim okresie rozliczeniowym EU ETS (z kilkoma wyjątkami) nie przydziela się bezpłatnych uprawnień do emisji w odniesieniu do emisji związanej z produkcją energii elektrycznej, a uprawnienia do emisji wygenerowane przez ten sektor będą sprzedawane w drodze aukcji. I to aukcja stała się podstawowym narzędziem dystrybucji uprawnień dla instalacji.

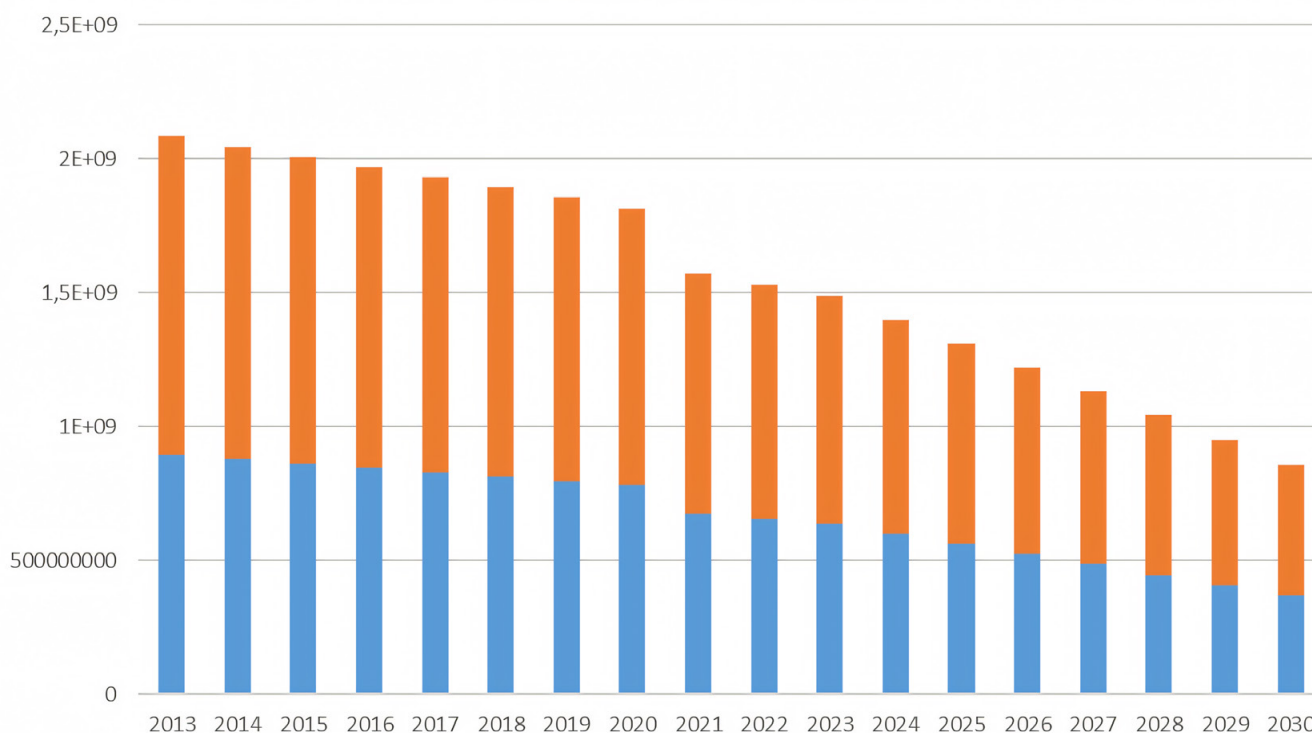
Zasady bezpłatnego przydziału uprawnień dla instalacji mają być narzędziem przejściowym i dotyczyć tylko instalacji przemysłowych. W związku z wprowadzeniem dwóch narzędzi dystrybucji konieczny był podział głównej puli uprawnień na dwa „koszyki”, i tak 57% z dostępnej puli uprawnień jest przeznaczonych do sprzedaży na aukcji, a 43% jest przeznaczone do bezpłatnego przydziału dla instalacji, w których prowadzone są działania przemysłowe. Ponadto ustanowiono, iż 5% z ogólnounijnej puli uprawnień przeznacza się na rezerwę dla nowych instalacji. Stworzono także pulę rezerwy do 300 milionów uprawnień przeznaczonych na wsparcie budowy i uruchomienie projektów demonstracyjnych, których celem jest bezpieczne dla środowiska wychwytywanie i geologiczne składowanie CO₂ (tzw. CCS), oraz projektów demonstracyjnych w zakresie innowacyjnych technologii w kwestii energetyki odnawialnej na terytorium Unii.

2 Dz. Urz. UE L 059 z 27.2.2019, s. 8

3 Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz. U. 05.203.1684).

4 Decyzja Komisji 2013/448/UE z dnia 5 września 2013 r. dotycząca krajowych środków wykonawczych w odniesieniu do przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z art. 11 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 240 z 7.9.2013, str. 27).

RYS. 1. ZMIANY OGÓLNOUNIJNEJ PULI UPRAWNIENÍ W LATACH 2013–2030.



Źródło: Opracowanie własne KOBIZE na podstawie decyzji 2013/448, decyzji 2020/1722 oraz decyzji 2023/1575.

Na liczbę dostępnych uprawnień z ogólnounijnej puli w danych latach ma także wpływ rezerwa stabilności rynkowej⁵, która ma za zadanie zrównoważyć podaż i popyt w perspektywie krótkoterminowej oraz zminimalizować zmienność cen, sprzedaż na aukcji. Na przykład, wprowadzono „backloading” aukcji, który miał na celu zmianę rozkładu wolumenów uprawnień na aukcjach w latach 2013–2020.

Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji

1) Faza 3 EU ETS, okres rozliczeniowy 2013–2020

Wprowadzone zasady dystrybucji bezpłatnych uprawnień spowodowały, konieczność określenia zharmonizowanego sposobu przydziału uprawnień dla instalacji w całej Unii. Jak zostało wskazane

powyżej, do rozdysponowania było 43% uprawnień z całkowitej puli dostępnej w Unii. Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji, zostały tak określone, aby dawały impuls dla operatorów instalacji objętych EU ETS do dalszych działań w zakresie redukcji emisji np. przejście z wykorzystania, jako paliwa węgla kamiennego na gaz ziemny było działaniem wystarczającym do redukcji emisji w fazie 3 EU ETS, gdy wskaźnik emisyjności oparty był na wskaźniku dla gazu ziemnego w kolejnych fazach, gdy wskaźnik został obniżony takie działanie nie jest już wystarczające.

Dlatego też, zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji mają na celu pobudzenie dalszych działań redukcyjnych poprzez wprowadzenie konkurencji pomiędzy instalacjami działającymi w danym sektorze. Jednym z istotnych elementów

⁵ Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE (Dz. Urz. UE L 264, 9.10.2015, s.1)



Zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji zostały tak określone, aby dawały impuls dla operatorów instalacji objętych EU ETS do dalszych działań w zakresie redukcji emisji np. przejście z wykorzystania, jako paliwa węgla kamiennego na gaz ziemny było działaniem wystarczającym do redukcji emisji w fazie 3 EU ETS, gdy wskaźnik emisyjności oparty był na wskaźniku dla gazu ziemnego w kolejnych fazach, gdy wskaźnik został obniżony takie działanie nie jest już wystarczające.

przydziału bezpłatnych uprawnień stało się określenie wykazu sektorów lub podsektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji.

Co oznaczają sektory narażone na ryzyko ucieczki emisji?

Dla ochrony konkurencyjności unijnego przemysłu, Komisja Europejska w 3 fazie działania EU ETS, badała koszty bezpośrednie i pośrednie wynikające z wdrożenia dyrektywy 2003/87 dla instalacji. W przypadku, gdy koszt produkcji liczony w stosunku do wartości brutto się zwiększył i spełnione zostaną określone kryteria, mamy do czynienia z narażeniem na ucieczkę emisji. Pierwsze kryterium zostało określone w oparciu o koszt wynoszący co najmniej 5% i intensywność handlu z krajami trzecimi ponad 10%; drugie kryterium odnosiło się do sumy bezpośrednich i pośrednich kosztów dodatkowych wynoszących, co najmniej 30% lub intensywność handlu z krajami trzecimi przekraczała 30% w podziale na produkty określone przez kody NACE lub PRODCOM. Spełnianie jednego lub obu warunków przez dany sektor lub podsektor powodowało, że był on umieszczany w wykazie sektorów narażonych

na ucieczkę emisji. Co oznaczało, że opłacalne było przywiezienie danego dobra z państw trzecich, co mogłoby doprowadzić do wyprowadzania instalacji/produkcji poza Unię. Pierwsza lista sektorów lub podsektorów narażonych na ucieczkę emisji została określona w roku 2010 w decyzji 2010/2⁶, druga decyzja 2014/746⁷ odnosiła się do lat 2015–2019. Trzecia decyzja została przyjęta w roku 2019, w której zostały zmienione kryteria określające, czy dany sektor lub podsektor uznaje się za narażony na ryzyko ucieczki emisji. W decyzji 2019/708⁸ narażenie sektorów na ucieczkę emisji zostało ocenione na podstawie wskaźnika odzwierciedlającego handel z państwami trzecimi i intensywność emisji, wykaz sektorów odnosi się do lat 2021–2030.



Wykaz sektorów i podsektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji ma bezpośrednie przełożenie na liczbę bezpłatnie przydzielanych uprawnień dla instalacji.

Wykaz sektorów i podsektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji ma bezpośrednie przełożenie na liczbę bezpłatnie przydzielanych uprawnień dla instalacji. Od 2013 r. w ramach bezpłatnego przydziału uprawnień, instalacji przydzielano uprawnienia na poziomie 80% z całkowitej liczby uprawnień dla niej obliczonej na zasadach określonych w przepisach decyzji Komisji (UE) 2011/278 z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady⁹ (dalej: „decyzja 2011/278”). Poziom ten ulegał co roku zmniejszaniu, tak, aby osiągnąć 30% w roku 2020, z wyjątkiem od tej zasady dla przydziału

6 Decyzja Komisji nr 2010/2 z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji (Dz. Urz. UE L 1 z 05. 01.2010, s. 10)

7 Decyzja Komisji nr 2014/746 z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019 (Dz. Urz. UE L 308, 29.10.2014, s. 114)

8 Decyzja delegowana Komisji (UE) 2019/708 z dnia 15 lutego 2019 r. uzupełniająca dyrektywę 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w zakresie wskazania sektorów i podsektorów uznanych za narażone na ryzyko ucieczki emisji w okresie 2021–2030 (Dz. Urz. UE L 120 z 8.5.2019, str. 20)

9 Dz. Urz. UE L 130 z 17.5.2011, str. 1

na poziomie 100% dla sektorów i podsektorów, określonych jako narażone na ucieczkę emisji.



Poziom ten ulegał co roku zmniejszaniu, tak, aby osiągnąć 30% w roku 2020, z wyjątkiem od tej zasady dla przydziału na poziomie 100% dla sektorów i podsektorów, określonych jako narażone na ucieczkę emisji.

Do obliczenia liczby uprawnień do emisji dla instalacji zastosowano wyznaczone wartości wskaźników referencyjnych dla produktu (benchmarki), określone, jako wielkości emisji związanej z wytworzeniem jednej jednostki danego produktu. Przyjęcie takiego założenia pozwala na porównywanie instalacji wytwarzających dany produkt w różnych państwach członkowskich UE. Aby zrealizować ten cel została przeprowadzona analiza porównawcza, dla zidentyfikowanych produktów wytwarzanych w instalacjach objętych EU ETS. Identyfikacja produktów została oparta o kody NACE lub PRODCOM, a następnie dla każdego z towarów należało określić granice systemowe identyfikujące procesy, które zachodzą w trakcie ich wytwarzania i powodują albo mogą spowodować emisję. W ten sposób zostały określone granice systemowe benchmarku, czyli wskaźnika. Wyznaczono 52 wskaźniki emisyjności dla produktów i dwa tak zwane podejścia rezerwowe dla ciepła i paliwa. Należy jednak zaznaczyć, iż niektóre działania prowadzone w instalacjach zostały objęte EU ETS ze względu na zainstalowane jednostki spalania paliw przekraczające nominalną moc cieplną powyżej 20 MW. Dlatego też analiza porównawcza dla tak różnorodnych i niejednorodnych produktów była trudna do wykonania. Ze względu na to, że systemem EU ETS nie są objęte wszystkie procesy wytwórcze, zostało opracowane podejście rezerwowe. Jak wskazano powyżej, na wytwarzanie energii elektrycznej nie przydziela się bezpłatnych uprawnień, dlatego też wyznaczono tylko dwa benchmarki rezerwowe, czyli wskaźnik emisyjności oparty na ciepłe w przypadku wykorzystania

w procesach mierzalnego ciepła oraz wskaźnik emisyjności oparty na paliwie w przypadku niemierzalnego ciepła. Za mierzalne ciepło uznaje się ciepło przenoszone za pomocą rurociągów przy zastosowaniu nośnika, jakim są między innymi: para wodna, gorąca woda, olej itp., co pozwala na jego zmierzenie wykorzystania ciepła w procesach produkcyjnych. W przypadku, gdy ciepło lub energia mechaniczna jest bezpośrednio wykorzystywana w procesie produkcyjnym bez pośredniej produkcji mierzalnego ciepła, mamy do czynienia z niemierzalnym ciepłem, kiedy w procesach spalania paliw w piecach, czy suszarniach wytwarzana jest energia. Ostatni typ emisji, dla którego przydziela się bezpłatne uprawnienia nie został określony, jako benchmark, tylko został określony na podstawie historycznej emisji dotyczącej emisji procesowych. Emisje procesowe są nieodzowne, w niektórych procesach wytwórczych, gdzie węgiel wchodzi w skład surowca. Przydział na emisje procesowe został oparty na zasadzie praw nabytych w połączeniu ze współczynnikiem korygującym w celu dostosowania metodyki – to jest w odniesieniu do wysiłku wymaganego przez instalację, aby przyczyniły się do ogólnej redukcji emisji gazów cieplarnianych. W tym celu przydziału na zasadach praw nabytych w przepisach zostały wskazane procesy, dla których przydział bezpłatnych uprawnień realizuje się w oparciu o określony procent całkowitej emisji z tych procesów.



By wyznaczyć benchmarki w dyrektywie 2009/29 zostały określone reguły, które stanowią, iż punktem wyjścia do określenia poziomów odniesienia powinna być średnia wydajność 10% najbardziej efektywnych pod względem emisyjności instalacji w Unii Europejskiej.

By wyznaczyć benchmarki w dyrektywie 2009/29 zostały określone reguły, które stanowią, iż punktem wyjścia do określenia poziomów odniesienia

powinna być średnia wydajność 10% najbardziej efektywnych pod względem emisyjności instalacji w Unii Europejskiej (rozumianych w tym kontekście, jako Europejski Obszar Gospodarczy) w latach 2007–2008. Wskaźnik uwzględnia wszystkie emisje (w tym emisje związane z wytwarzaniem ciepła), z wyjątkiem emisji związanych ze zużyciem energii elektrycznej. Ponadto przyjęto, że w przypadku wskaźników dla produktu „*jeden produkt jeden wskaźnik emisyjności*”, co oznacza, że wskaźniki emisyjności nie są zróżnicowane w zależności od technologii, koszyka paliw, wielkości, wieku instalacji, warunków klimatycznych, ani jakości surowców wykorzystywanych w instalacjach wytwarzających dany produkt. W ten sposób wszystkie warianty redukcji emisji gazów cieplarnianych pozostają integralną częścią metodyki analizy porównawczej. Dyrektywa określiła system przydziału w oparciu o zasadę *ex ante*. W przypadku analizy porównawczej produktów wszystkie trzy czynniki mieszanka paliw, efektywność produkcji ciepła i efektywność końcowego wykorzystania ciepła są brane pod uwagę do wyznaczenia wskaźnika referencyjnego wyrażonego jako tCO₂ /t jednostki produkcji. Natomiast dla wskaźnika emisyjności dla produkcji ciepła i paliwa wyrażonego jako tCO₂/ TJ energii wytworzonego ciepła, albo zużytego paliwa. W przypadku emisji procesowej i zasady praw nabytych, do przydziału uwzględniana jest indywidualna emisja CO₂ z następujących procesów:

- chemicznej, elektrolitycznej lub pirometalurgicznej redukcji związków metali zawartych w rudach, koncentratkach lub materiałach wtórnych, których pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła,
- usunięcia zanieczyszczeń z metali i ich związków, których pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła,
- pirolizy węglanów, z wyjątkiem oczyszczania gazów odlotowych, której pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła,
- syntez chemicznych produktów i produktów pośrednich, w których materiał zawierający węgiel uczestniczy w reakcjach, których pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła,
- zastosowania dodatków lub surowców zawierających węgiel, których pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła,
- chemicznej lub elektrolitycznej redukcji tlenków metali lub tlenków niemetalu, takich jak tlenki krzemu i fosforany, której pierwotnym celem nie jest produkcja ciepła.

Pierwsze wskaźniki referencyjne zostały zamieszczone w decyzji Komisji 2011/278/UE. W akcie tym znalazły się także zasady obliczania przydziału uprawnień do emisji dla instalacji.

Aby prawidłowo określić przydział należało instalacje podzielić na tzw. podinstalacje, które oznaczają czynniki produkcji, produkty i odpowiadające im emisje. Ze względu na rodzaje wskaźników referencyjnych możemy wyróżnić 4 rodzaje podinstalacji:

1. podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności dla produktów,
2. podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple,
3. podinstalacja objęta wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie,
4. podinstalacja wytwarzająca emisję procesową.

W celu wyznaczenia podinstalacji w instalacji każdy prowadzący instalację, identyfikował produkty wytwarzane w instalacji w oparciu o kody NACE lub PRODCOM i na tej podstawie zgodnie z przyjętą hierarchią, najpierw sprawdzał czy dla danego produktu określono wskaźnik emisyjności dla produktu. Jeśli odpowiedź była twierdząca prowadzący instalację wyznaczał podinstalację objętą wskaźnikiem

emisyjności dla produktu, jeśli odpowiedź była przecząca sprawdzał czy wytwarzane jest mierzalne ciepło, w takim wypadku wyznaczał podinstalację objętą wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple, a jeśli nie podinstalację objętą wskaźnikiem emisyjności opartym na paliwie lub podinstalację wytwarzającą emisje procesowe w przypadku, gdy w instalacji jest prowadzony jeden z ww. procesów. Kolejnym elementem jest przedstawienie danych dotyczących wielkości produkcji w okresie odniesienia. Wybieramy średnią wielkość produkcji danego produktu z lat 2005–2008 lub lat 2009–2010, w zależności od tego, która wartość jest wyższa. Dodatkowo, dla każdej podinstalacji należy przypisać emisje związane z wytwarzaniem danego produktu w wybranym wcześniej okresie. Ponieważ wykaz sektorów narażonych na ucieczkę emisji także został określony w oparciu o kody NACE lub PRODCOM wyznaczana podinstalacja była zgodnie z kodem kwalifikowania jako narażona na ucieczkę emisji (Carbon Leakage CL), albo jako nienarażona na ucieczkę emisji (non-CL). Obliczenie wstępnej liczby przydzielanych uprawnień do emisji na poziomie podinstalacji było realizowane w oparciu o wzór:

$$F_{i,k} = B_{Mi} \times HAL_i \times CLEF_i,$$

Gdzie:

- $F_{i,k}$ – Roczny wstępny przydział dla podinstalacji w roku k (liczba uprawnień na rok),
- HAL_i – historyczny poziom działalności podinstalacji (jednostka działalności na rok),
- B_{Mi} – obowiązująca wartość wskaźnika referencyjnego dla produktu albo ciepła albo paliwa albo 97% emisji procesowych,
- $CLEF_i$ – Obowiązujący współczynnik narażenia na emisję dwutlenku węgla (bez jednostki).

Dla instalacji wstępna liczba przydzielanych uprawnień do emisji stanowi sumę ilości przydzielanych uprawnień dla każdej podinstalacji wyodrębnionej w instalacji. Jak wskazano powyżej obliczenia odnoszą się do określania wstępnej liczby przydzielanych uprawnień do emisji natomiast ostateczna liczba jest korygowana za pomocą międzysektorowego jednolitego współczynnika korygującego (CSCF – Cross-sectoral correction factor) albo współczynnika liniowego. Jak już wcześniej wspomniano, pula bezpłatnych uprawnień dostępna do rozdysponowania pomiędzy instalacje w Unii Europejskiej jest ograniczona do 43% całkowitej ogólnounijnej puli uprawnień (tj. cap w EU ETS). W sytuacji, gdy łączna liczba bezpłatnych uprawnień, o które wnioskuje instalacje przekracza dostępną pulę, konieczne staje się ustalenie międzysektorowego jednolitego współczynnika korygującego. Za pomocą tego współczynnika proporcjonalnie redukowany jest przydział bezpłatnych uprawnień dla instalacji, tak żeby suma tych przydziałów nie przekraczała bezpłatnej puli dostępnej w EU ETS w danym roku. W trzeciej fazie konieczne było określenie tego współczynnika, dlatego określony CSCF zmniejszył przydział uprawnień o około 11% w 2013 r., a ponieważ ilość dostępnych uprawnień zmniejsza się z roku na rok, współczynnik wzrastał co roku aż w 2020 r., osiągnął wartość około 22%.

Szczególne procedury zostały przygotowane dla wytwórców energii elektrycznej. Jak zostało już wskazane, od roku 2013 nie przydziela się żadnych bezpłatnych uprawnień do emisji na produkcję energii elektrycznej, jednakże wytwarzanie mierzalnego ciepła w jednostkach wysokosprawnej kogeneracji, określonych w dyrektywie 2004/8/WE¹⁰, lub wytwarzanie ciepła na potrzeby sieci ciepłowniczej przez elektrownie/elektrociepłownie skutkowało możliwością wnioskowania o bezpłatny przydział uprawnień na wytwarzane mierzalnego ciepła. Jednakże w każdym roku następującym po

¹⁰ Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.2.2004, s. 50).



roku 2013 całkowity przydział uprawnień dla takiego typu instalacji w odniesieniu do wytwarzania energii cieplnej jest korygowany współczynnikiem liniowym. Podobna zasada dotyczy także instalacji nowych, dla których liczba przydzielonych uprawnień jest korygowana współczynnikiem liniowym wynoszącym w tym okresie 1,74% począwszy od drugiego roku, w których instalacja została objęta EU ETS.

2) Faza 4, okres rozliczeniowy 2021–2030

2.1) Podokres przydziału 2021–2025

W fazie 4 funkcjonowania EU ETS zostały wprowadzone kolejne zmiany w tym między innymi w zakresie bezpłatnego przydziału uprawnień do emisji. Dyrektywa 2018/410¹¹ wprowadziła zmianę dotyczącą określenia nowej wartości współczynnika liniowego wynoszącego w tym okresie 2,2% (do roku 2024), a także została wprowadzona zasada dostosowania wartości wskaźników referencyjnych, które stanowią ważny element wzoru do obliczenia przydziału uprawnień. Ponadto 4 fazę okresu rozliczeniowego podzielono na dwa 5 letnie podokresy przydziału, dla których będą dostosowywane wskaźniki referencyjne, co skutkuje dwukrotnym

zmniejszeniem wartości benchmarku. Wprowadzono zasady dostosowania wartości wskaźników referencyjnych określonych w decyzji Komisji 2011/278/UE dla 54 wskaźników.



Dyrektywa 2018/410¹² wprowadziła zmianę dotyczącą określenia nowej wartości współczynnika liniowego wynoszącego w tym okresie 2,2% (do roku 2024), a także została wprowadzona zasada dostosowania wartości wskaźników referencyjnych, które stanowią ważny element wzoru do obliczenia przydziału uprawnień.

Ponadto dla emisji procesowych stanowiących około 1% emisji przemysłowych objętych EU ETS przydział uprawnień do emisji następuje na podstawie emisji historycznych, przy czym instalacje otrzymują 97% bezpłatnych przydziałów w oparciu historyczne emisje procesowe. Zostały także zmienione zasady określania historycznego poziomu działalności, który został oparty o średnią z pięcioletniego okresu poprzedzającego złożenie wniosku o przydział, i tak na pierwszy podokres to lata 2014–2018, a na drugi lata 2019–2023. Zmiany

¹¹ 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.

¹² 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.

wprowadzone w wartościach wskaźników referencyjnych nie dotyczyły żadnych zmian w definicjach tych wskaźników, w tym w granicach systemowych dla okresu 2021–2025. Zmienione wartości wskaźników emisyjności określono na podstawie zweryfikowanych informacji na temat intensywności emisji gazów cieplarnianych dostarczonych przez prowadzących instalacje i zgłoszonych w krajowych środkach wykonawczych zgodnie z art. 11 dyrektywy 2003/87/WE¹³ z lat 2016 i 2017. W odniesieniu do każdego wskaźnika obliczono średnią wydajność 10% najbardziej wydajnych instalacji w tych latach. Na podstawie porównania tych wartości z wartościami wskaźników referencyjnych określonymi w decyzji 2011/278/UE, które oparto na danych dotyczących lat 2007 i 2008, określono roczne stopy redukcji dla wskaźników referencyjnych dla dziewięcioletniego okresu od 2007/2008 r. do 2016/2017 r. Te roczne stopy redukcji wykorzystano następnie do obliczenia, w drodze ekstrapolacji, odpowiednich redukcji wartości wskaźników referencyjnych dla 15-letniego okresu od 2007/2008 r. i do 2022/2023 r. Zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE zastosowane zmniejszenie w okresie 15 lat nie powinno być niższe niż 3% (roczna stopa redukcji 0,2%) ani wyższe niż 24% (roczna stopa redukcji 1,6%). Takie podejście powoduje, że mamy do czynienia z 5 przypadkami redukcji rocznej stopy. Roczna stopa redukcji poniżej progu 0,2%, w takim przypadku maksymalne obniżenie wskaźnika referencyjnego wyniesienie 3% z taką samą redukcją będziemy mieli do czynienia w sytuacji, gdy roczna stopa redukcji jest równa 0,2%. W trzecim przypadku, mamy do czynienia z wysokością rocznej stopy redukcji powyżej progu 0,2% i poniżej progu 1,6%, w takich okolicznościach obliczana jest indywidualna roczna stopa redukcji, która będzie stosowana przez 15 lat. Dwa kolejne przypadki dotyczą przykładów, gdy roczna stopa redukcji jest równa lub wyższa

niż próg 1,6%. W obu przypadkach stosuje się roczną stopę redukcji wynoszącą 1,6%, co prowadzi do obniżenia wartości wskaźnika referencyjnego o 24%. Ponadto zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE do aktualizacji wartości wskaźników emisyjności dla związków aromatycznych, wodoru, gazu syntezowego i ciekłego metalu zastosowanie mają przepisy szczególne, gdzie wartości wskaźników dla tych produktów dostosowuje się o taką samą wartość procentową jak wartość wskaźników dla rafinerii, także wskaźnik emisyjności dla ciekłego metalu jest aktualizowany o roczną stopę redukcji wynoszącą 0,2%. Komisja przeprowadziła ocenę krajowych środków wykonawczych, czyli wykazu instalacji zawierających informacje istotne dla przydziału bezpłatnych uprawnień, które zostały przekazane przez każde państwo członkowskie UE do dnia 30 września 2019 r. W ocenie Komisja Europejska zwróciła uwagę, w szczególności na kompletność i spójność danych, a w niektórych przypadkach zwróciła się do zainteresowanych właściwych organów o dodatkowe wyjaśnienia lub korekty. Kluczowym elementem określania krzywych referencyjnych są przepływy pomiędzy instalacjami albo podinstalacjami ciepła czy też produktów pośrednich, co pozwala prawidłowo przypisać emisję do produktu. Rozporządzenie 2019/331¹⁴, które zastąpiło decyzję 2011/278 wprowadziło regulacje, które pozwalają na spójne traktowanie emisji związanej z importem, eksportem i wewnętrzną produkcją mierzalnego ciepła, gazów odlotowych lub przeniesionego CO₂. I tak, dla określenia emisji związanych z tymi procesami przyjęto odpowiednie współczynniki emisji, które zostały określone przy użyciu wartości wskaźników emisyjności opartych na ciepłe i paliwie, a następnie zostały zaktualizowane poprzez zastosowanie ustalonych rocznych stóp redukcji. W przypadku importu ciepła o nieznanym lub niejasno zdefiniowanym współczynniku

13 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32 ze zm.).

14 Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 59 z 27.2.2019, str. 8).

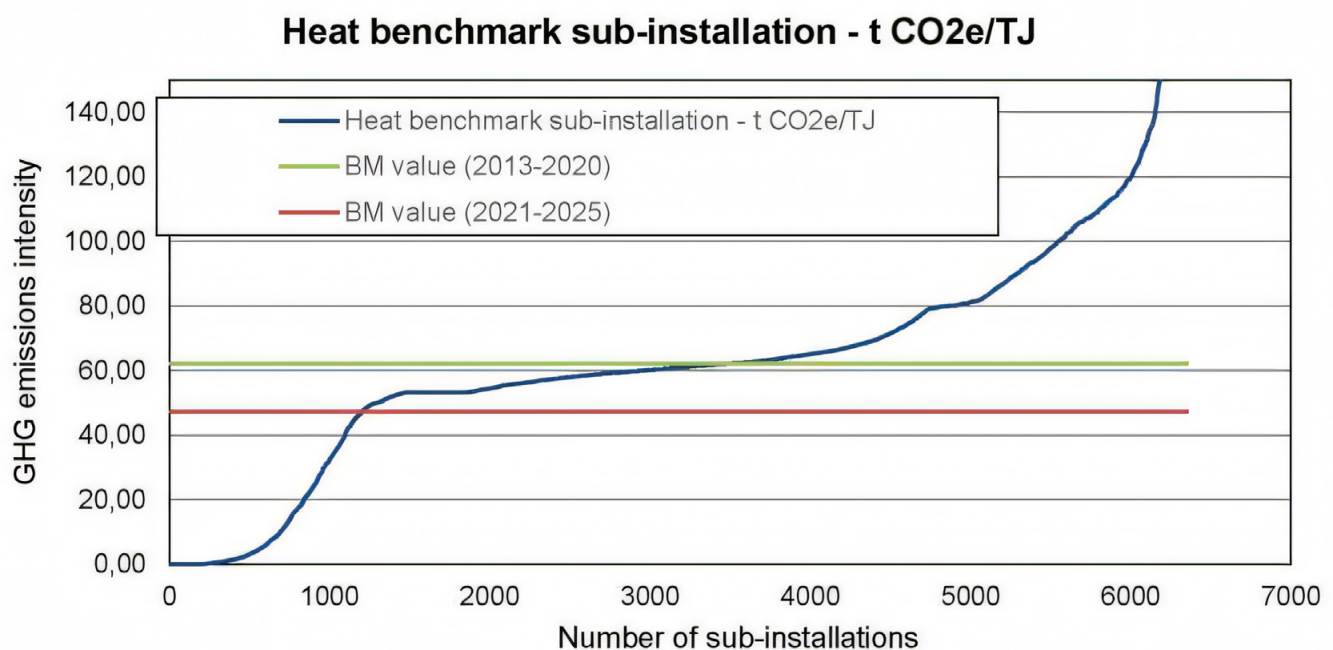
emisji oraz w przypadku eksportu ciepła zastosowano wartość 53,3 tCO₂/TJ. Wartość tę uzyskano, stosując roczną stopę redukcji w wysokości 1,6% do wartości wskaźnika emisyjności opartego na ciepłe w 9-letnim okresie od lat 2007/2008 do lat 2016/2017. W przypadku eksportu gazów odlotowych od rzeczywistego współczynnika emisji gazów odlotowych odjęto wartość 37,4 tCO₂/TJ. Wartość ta odpowiada współczynnikowi emisji gazu ziemnego (56,1 tCO₂/TJ) pomnożonemu przez współczynnik 0,667, który odpowiada różnicy w efektywności między wykorzystaniem gazu odlotowego, a wykorzystaniem paliwa wzorcowego, jakim jest gaz ziemny. W przypadku importu gazów odlotowych zastosowano wartość 48,0 tCO₂/TJ. Wartość tę uzyskano poprzez zastosowanie rocznej stopy redukcji w wysokości 1,6% do wartości wskaźnika emisyjności opartego na paliwie za 9-letni okres od 2007/2008 r. do 2016/2017 r.

Metoda przypisywania emisji do różnych podinstalacji ustanowiona w ww. akcie, może prowadzić do

ujemnej intensywności emisji gazów cieplarnianych w przypadkach, w których ciepło jest wytwarzane przy użyciu paliwa o niskim współczynniku emisji i jest eksportowane do innych podinstalacji lub instalacji. W takich przypadkach intensywność emisji gazów cieplarnianych danej podinstalacji ustalono na poziomie zerowym do celów określenia zmienionych wartości wskaźników emisyjności.

Komisja Europejska przedstawiła ocenę i zasady wyznaczania aktualizacji wskaźników emisyjności w dokumencie pt. „Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters (Updated final version issued on 12 October 2021)”. W materiale tym znalazło się omówienie wszystkich 54 benchmarków. Przedstawiono poniżej analizę dla wybranych wskaźników referencyjnych reprezentujących każdy z 5 przypadków zastosowania rocznej stopy redukcji. W pierwszej kolejności dla mierzalnego ciepła, gdzie został przekroczony górny próg rocznej stopy redukcji wynoszącej 1.6%

RYS. 2. PRZYKŁAD WSKAŹNIKA REFERENCYJNEGO GDZIE ROCZNA STOPA REDUKCJI WYNOŚI 1.6%.



Źródło: Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters.

KLUCZOWE PARAMETRY PODINSTALACJI OBJĘTEJ WSKAŹNIKIEM EMISYJNOŚCI OPARTYM NA CIEPLE	WARTOŚĆ	DZIAŁ
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych z 10 % najbardziej wydajnych instalacji w latach 2016/2017	1,6	t CO2e/TJ
Wartość referencyjna na lata 2021–2025	47,3	t CO2e/TJ
Wartość odniesienia dla etapu 3, 2013–2020 (jako punkt odniesienia)	62,3	t CO2e/TJ
Obliczony wskaźnik aktualizacji w %/rok dla okresu od 2007/2008 do 2016/2017	-10,83%	
Wskaźnik aktualizacji w %/rok stosowany do poziomu referencyjnego etapu 3	-1,60 %	
Wskaźnik aktualizacji w % stosowany w odniesieniu do poziomu referencyjnego etapu 3	-24,0 %	
Mediana intensywności emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	60,9	t CO2e/TJ
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	83,7	t CO2e/TJ
Średnia ważona intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	76,8	t CO2e/TJ
Liczba (pod)instalacji stosujących wskaźnik referencyjny do celów przydziału bezpłatnych uprawnień	6 619	
Liczba (pod)instalacji uwzględnionych przy aktualizacji wartości wskaźnika referencyjnego	6 350	
(Przypisane) emisje gazów cieplarnianych objęte wskaźnikiem referencyjnym (średnia z lat 2016/2017)	212 553 983	
Podinstalacja CL	74 186 492	t CO2e
podinstalacja niebędąca CL	60 818 938	
Podinstalacja systemu ciepłowniczego	77 548 553	
Wstępny przydział bezpłatnych uprawnień objętych wskaźnikiem referencyjnym w 2021 r.	79 883 758	EUA
Podinstalacja CL	59 340 064	
podinstalacja niebędąca CL	4 319 936	
Podinstalacja systemu ciepłowniczego	16 223 758	

Źródło: Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters.

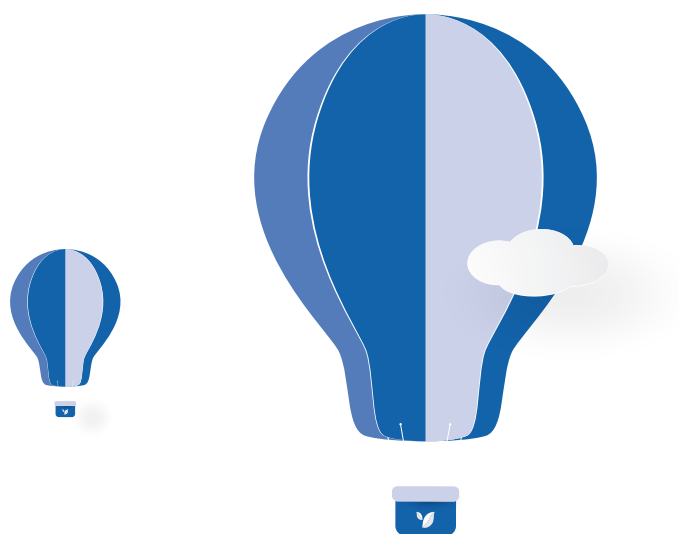
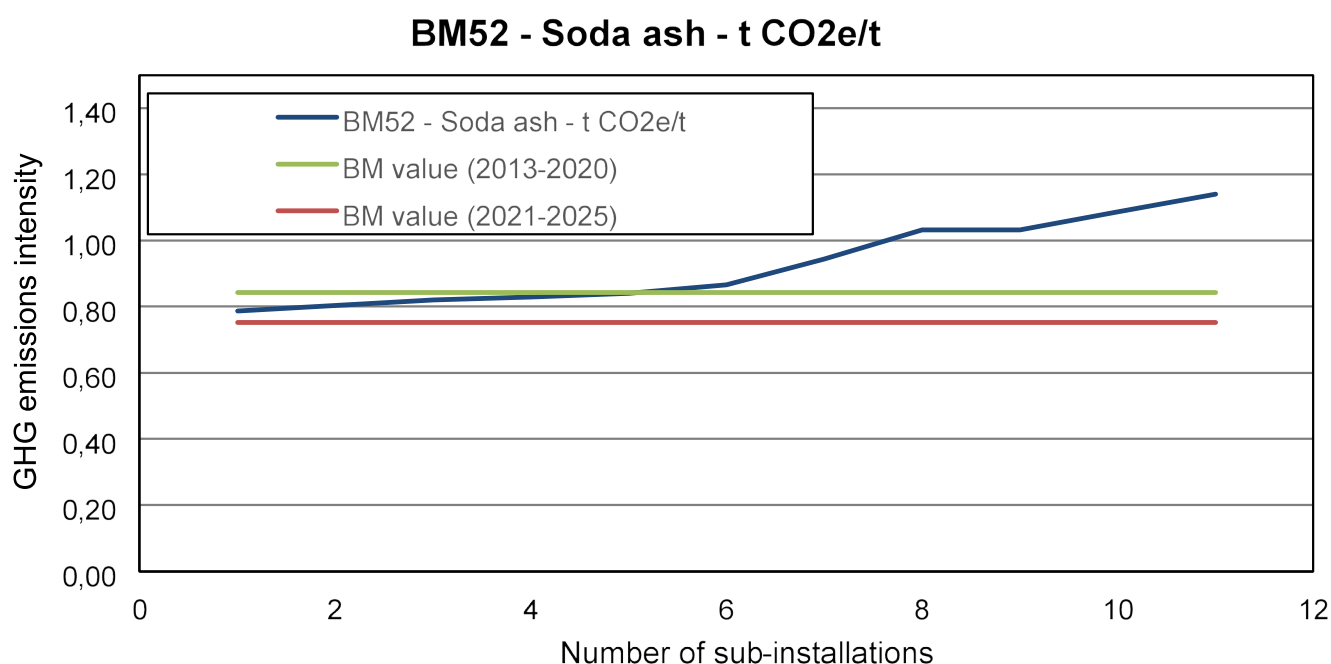
Do wyznaczenia wskaźnika wzięto pod uwagę 6 350 podinstalacji objętych wskaźnikiem emisyjności opartym na cieple z puli 6 619 tego rodzaju podinstalacji wyodrębnionych w instalacjach. Obliczony wskaźnik aktualizacji wyrażony jako %/rok dla okresu

od 2007/2008 do 2016/2017 wynosił -10,83% co skutkuje zmniejszeniem poziomu referencyjnego o 24% w stosunku do 3 fazy czyli wartość wskaźnika referencyjnego dla obliczenia przydziału dla tego rodzaju podinstalacji w latach 2021–2025 wynosi 47,3 t CO2e/TJ.

W przypadku podinstalacji objętej wskaźnikiem emisyjności dla produktu, jakim jest soda obliczony wskaźnik aktualizacji w %/rok dla okresu od 2007/2008 do 2016/2017 wyniósł -0,71% czyli przekroczył dolny próg 0,2% ale nie przekroczył progu

górnego 1,6% dlatego też wskaźnik aktualizacji w % stosowany w odniesieniu do poziomu referencyjnego z fazy 3 wyniósł -10,7% i dostosowanie wartości wskaźnika wyniosła po zaokrągleniu 0,753 t CO₂e/t.

RYS. 3 PRZYKŁAD WSKAŹNIKA REFERENCYJNEGO GDZIE ROCZNA STOPA REDUKCJI WYNIOSI WIĘCEJ NIŻ 0,2% I MNIEJ NIŻ 1,6%.



KLUCZOWE PARAMETRY DLA BM52 SODA	WARTOŚĆ	DZIAŁ
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych z 10 % najbardziej wydajnych instalacji w latach 2016/2017	0,789	t CO2e/t
Wartość referencyjna na lata 2021–2025	0,753	t CO2e/t
Wartość odniesienia dla etapu 3, 2013–2020 (jako punkt odniesienia)	0,843	t CO2e/t
Obliczony wskaźnik aktualizacji w %/rok dla okresu od 2007/2008 do 2016/2017	-0,71%	
Wskaźnik aktualizacji w %/rok stosowany do poziomu referencyjnego etapu 3	-0,71%	
Wskaźnik aktualizacji w % stosowany w odniesieniu do poziomu referencyjnego etapu 3	-10,7%	
Mediana intensywności emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,866	t CO2e/t
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,926	t CO2e/t
Średnia ważona intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,945	t CO2e/t
Liczba (pod)instalacji stosujących wskaźnik referencyjny do celów przydziału bezpłatnych uprawnień	12	
Liczba (pod)instalacji uwzględnionych przy aktualizacji wartości wskaźnika referencyjnego	11	
(Przypisane) emisje gazów cieplarnianych objęte wskaźnikiem referencyjnym (średnia z lat 2016/2017)	7 218 816	t CO2e
Wstępny przydział bezpłatnych uprawnień objętych wskaźnikiem referencyjnym w 2021 r.	5 497 992	EUA

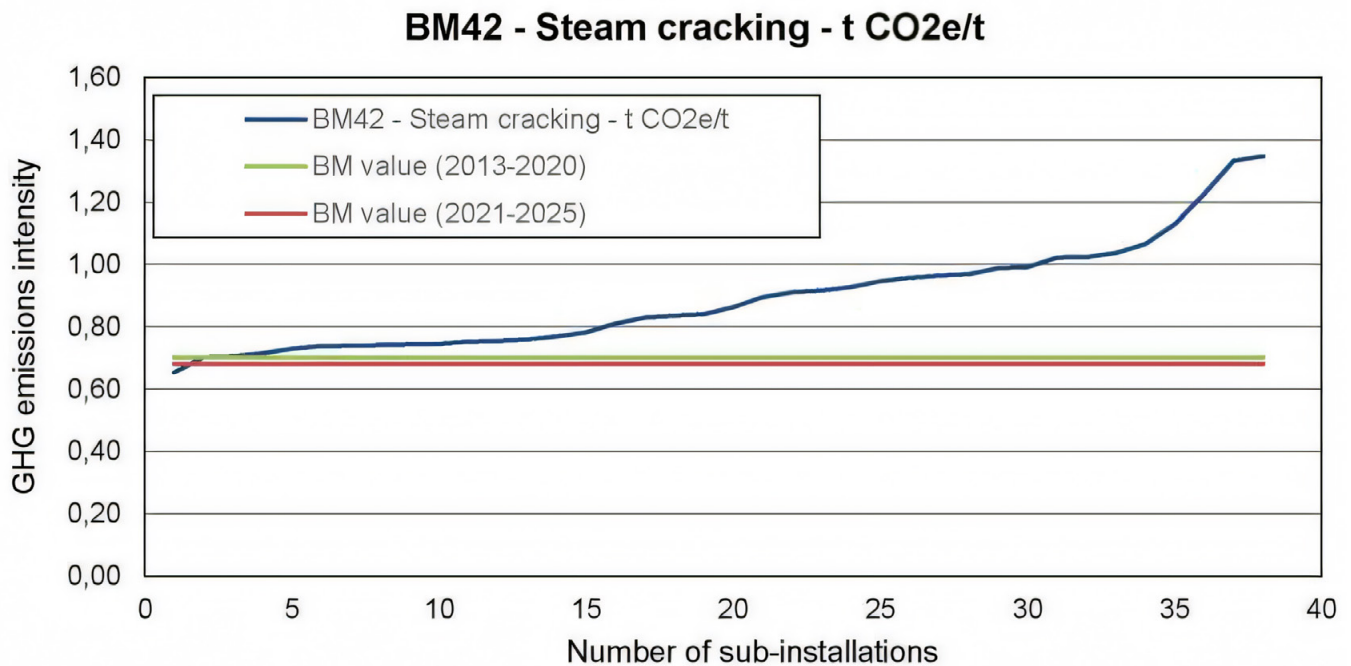
Źródło: Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters.



Ostatni możliwy przypadek aktualizacji wskaźnika, jak wskazano powyżej, dotyczy tych wskaźników referencyjnych gdy dostosowanie nie przekroczy dolnego progu to jest poziom 0,2%. Z taką wartością aktualizacji mamy do czynienia w krakingu

parowym, gdzie wskaźnik aktualizacji pomiędzy okresem 2006/2007 do 2016/2017 wynosi 0,15%/rok, a co za tym idzie ich wartość referencyjna na lata 2021–2025 była ukształtowana w oparciu o aktualizację 3% jak wskazuje poniższy wykres.

RYS. 4 PRZYKŁAD WSKAŹNIKA REFERENCYJNEGO GDZIE ROCZNA STOPA REDUKCJI WYNOŚI 0,2%



W 2021 r. zaktualizowane wartości wskaźników referencyjnych (benchmarków) mających zastosowanie w pierwszym podokresie rozliczeniowym (2021–2025), i tak dla 31 z 54 z nich aktualizacja została obniżona o maksymalny poziom 24%, co oznacza, iż w latach 2008–2023 roczna stopa redukcji wynosi 1,6 %. Pozostałe benchmarki zostały obniżone w przedziale 3–24%. Odzwierciedla to postęp poczyniony w ostatnich latach przez większość sektorów przemysłu w zakresie zmniejszania intensywności emisji na jednostkę produktu. Zmianie nie uległ procentowy udział emisji procesowych dla podinstalacji wytwarzających emisje procesowe i nadal wynosił 97%. Aktualizacja wszystkich 54 wskaźników

referencyjnych została przyjęta rozporządzeniem wykonawczym Komisji (UE) 2021/447 z dnia 12 marca 2021 r. określającym zmienione wartości wskaźników emisyjności na potrzeby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2021–2025 zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady¹⁵. W podokresie 2021–2025 międzysektorowy jednolity współczynnik korygujący wyniósł 100%¹⁶.

2.2) Podokres przydziału 2026-2030

W roku 2024 zostały ponownie złożone przez prowadzących instalacje wnioski o przydział bezpłatnych

¹⁵ Dz. Urz. UE L 87 z 15.3.2021, str. 29.

¹⁶ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2021/927 z dnia 31 maja 2021 r. w sprawie ustalenia jednolitego międzysektorowego współczynnika korygującego do dostosowania bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2021–2025 (Dz. Urz. UE L 203 z 9.6.2021, s. 14).

KLUCZOWE PARAMETRY KRAKINGU PAROWEGO BM42	WARTOŚĆ	DZIAŁ
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych z 10 % najbardziej wydajnych instalacji w latach 2016/2017	0,693	t CO2e/t
Wartość referencyjna na lata 2021–2025	0,681	t CO2e/t
Wartość odniesienia dla etapu 3, 2013–2020 (jako punkt odniesienia)	0,702	t CO2e/t
Obliczony wskaźnik aktualizacji w %/rok dla okresu od 2007/2008 do 2016/2017	-0,15%	
Wskaźnik aktualizacji w %/rok stosowany do poziomu referencyjnego etapu 3	-0,20 %	
Wskaźnik aktualizacji w % stosowany w odniesieniu do poziomu referencyjnego etapu 3	-3,0 %	
Mediana intensywności emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,851	t CO2e/t
Średnia intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,891	t CO2e/t
Średnia ważona intensywność emisji gazów cieplarnianych ze wszystkich instalacji w latach 2016/2017	0,849	t CO2e/t
Liczba (pod)instalacji stosujących wskaźnik referencyjny do celów przydziału bezpłatnych uprawnień	39	
Liczba (pod)instalacji uwzględnionych przy aktualizacji wartości wskaźnika referencyjnego	38	
(Przypisane) emisje gazów cieplarnianych objęte wskaźnikiem referencyjnym (średnia z lat 2016/2017)	31 393 609	t CO2e
Wstępny przydział bezpłatnych uprawnień objętych wskaźnikiem referencyjnym w 2021 r.	22 816 634	EUA

Źródło: Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters.

uprawnień do emisji na kolejny podokres 2026–2030. Jednakże zasady przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji zostały zaostrzone w stosunku do podokresu 2021–2025. Zmiany te zostały wprowadzone dyrektywą 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r., której celem jest realizacja pakietu *Fit for 55*, co przyczyni się do ograniczenia do roku 2030 emisji netto gazów cieplarnianych w całej gospodarce Unii o co najmniej 55 % w porównaniu z poziomami z 1990 r. Aby ten cel udało się osiągnąć „EU ETS powinien stanowić zachętę do produkcji w instalacjach, które częściowo zredukowały lub całkowicie wyeliminowały emisję gazów cieplarnianych. Realizacji tych założeń wymaga zmiany opis niektórych kategorii działań w załączniku I do dyrektywy 2003/87/WE, aby

objąć zakresem EU ETS instalacje, które prowadzą działalność wymienioną w tym załączniku i osiągają wartość progową zdolności produkcyjnej związanej z tą działalnością, ale nie emitują żadnych gazów cieplarnianych, a tym samym zapewnić równe traktowanie instalacji w sektorach. Ponadto przydział bezpłatnych uprawnień powinno uwzględniać, jako zasadę przewodnią potencjał wykorzystania materiałów w obiegu zamkniętym oraz niezależność wskaźnika referencyjnego od surowca lub rodzaju stosowanej technologii, w przypadku, gdy procesy produkcyjne mają ten sam cel. Niezależnie od tych zasad przewodnich, w zmienionych wskaźnikach referencyjnych na lata 2026–2030 należy nadal dokonywać rozróżnienia między produkcją

pierwotną a wtórną dla stali i aluminium. Konieczne jest również rozdzielenie aktualizacji wartości wskaźników referencyjnych dla rafinerii i dla wodoru w celu odzwierciedlenia rosnącego znaczenia produkcji wodoru, w tym zielonego wodoru, poza sektorem rafinerii¹⁷."

Wynikiem wprowadzonych zmian jest zwiększenie rocznej stopy redukcji do aktualizacji wskaźników referencyjnych, i tak z poziomu rocznej stopy redukcji wynoszącego 1,6% zwiększono go do 2,5 %, a dolny próg podniesiono z 0,2% do 0,3 %. Tak samo, jak miało to miejsce w pierwszym podokresie, wartości wskaźnika na lata 2026–2030 są oparte o wartości wskaźników określonych na lata 2013–2020 i zmniejszanych o wartość procentową spośród tych dwóch wartości, które będą zastosowane, w odniesieniu do każdego roku z lat 2008–2028. W tym podokresie zastosowane zmniejszenie w okresie 20 lat nie powinno być niższe niż 6% (roczna stopa redukcji 0,3%) ani wyższe niż 50% (roczna stopa redukcji 2,5%). Ponadto w odniesieniu do lat 2026–2030 roczna stopa redukcji wskaźnika emisyjności dla gorącego metalu nie podlega modyfikacji wskutek zmiany definicji wskaźnika ani granic systemowych, a także na zasadzie odstępstwa dotyczącego wartości wskaźników dla związków aromatycznych i gazu syntezowego, wartości te są dostosowywane o tę samą wartość procentową co wskaźnik dotyczący rafinerii, aby zachować równe warunki dla producentów tych produktów. Dodatkowo zmianie uległ procentowy udział emisji procesowych dla podinstalacji wytwarzających emisje procesowe i odpowiada historycznemu poziomowi działalności związanemu z tymi emisjami pomnożone przez 97% do roku 2027 r. oraz przez 91% począwszy od roku 2028 i późniejszych lat.

Kolejny element zmniejszający możliwość bezpłatnego przydziału odnosi się do wprowadzonego nowego mechanizmu dostosowywania cen na

granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism, „CBAM”) ustanowionego rozporządzeniem 2023/956¹⁸. Przez CBAM została wprowadzona zasada stopniowego odejścia od bezpłatnego przydziału w stosunku do towarów objętych tym rozporządzeniem. Dotyczy to, w obecnym podokresie sektora produkującego cement, nawozy, żeliwo i stal, aluminium czy wodor. Sektory te znalazły się w wykazie sektorów lub podsektorów narażonych na ucieczkę emisji i dotychczas otrzymywały przydział na poziomie 100%, a od roku 2026 będzie on zmniejszany za pomocą współczynnika CBAM wynoszącego odpowiednio 97,5 % w 2026 r., 95 % w 2027 r., 90 % w 2028 r., 77,5 % w 2029 r., 51,5 % w 2030 r., 39 % w 2031 r., 26,5 % w 2032 r. i 14 % w 2033 r., a od 2034 r. nie stosuje się współczynnika CBAM. Drugim elementem ograniczającym bezpłatny przydział są zmienione wartości współczynnika liniowego, który wynosi 4,3 % od 2024 do 2027 r. i 4,4 % od 2028 r., co skutkuje zmniejszeniem dostępnej puli uprawnień, a co za tym idzie koniecznością wprowadzenia międzysektorowego jednolitego współczynnika korygującego (CSCF), którym należało będzie korygować ostateczny przydział uprawnień do emisji dla instalacji.

Ponadto wprowadzono wyjątek od stosowania CSCF, który ma na celu promowanie instalacji wykorzystujących technologie niskoemisyjne albo zeroemisyjne. Odstępstwo dotyczy instalacji, w której ponad 60% wstępnej rocznej liczby uprawnień do emisji przydzielanej bezpłatnie dla tej instalacji stanowią podinstalacje, w których poziom emisji gazów cieplarnianych jest poniżej średniej 10 % najbardziej wydajnych podinstalacji dla odpowiednich benchmarków. W przypadku spełnienia tego warunku ostateczna roczna liczba bezpłatnych uprawnień do emisji nie jest pomniejszana i jest równa wstępnej rocznej liczbie bezpłatnych uprawnień. Przepis ten, z jednej strony promuje technologie zeroemisyjne stosowane w instalacji, a z drugiej powoduje,

¹⁷ Motyw 10 w preambule dyrektywy 2023/959

¹⁸ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, str. 52)



Sektory te znalazły się w wykazie sektorów lub podsektorów narażonych na ucieczkę emisji i dotychczas otrzymywały przydział na poziomie 100%, a od roku 2026 będzie on zmniejszany za pomocą współczynnika CBAM wynoszącego odpowiednio 97,5 % w 2026 r., 95 % w 2027 r., 90 % w 2028 r., 77,5 % w 2029 r., 51,5 % w 2030 r., 39 % w 2031 r., 26,5 % w 2032 r. i 14 % w 2033 r., a od 2034 r. nie stosuje się współczynnika CBAM. Drugim elementem ograniczającym bezpłatny przydział są zmienione wartości współczynnika liniowego, który wynosi 4,3 % od 2024 do 2027 r. i 4,4 % od 2028 r., co skutkuje zmniejszeniem dostępnej puli uprawnień, a co za tym idzie koniecznością wprowadzenia międzysektorowego jednolitego współczynnika korygującego (CSCF), którym należało będzie korygować ostateczny przydział uprawnień do emisji dla instalacji.

że dla instalacji, które nie spełnią powyższej zasady, konieczne jest większe zmniejszenie ostatecznej rocznej liczby bezpłatnych uprawnień do emisji poprzez zastosowanie CSCF, aby zmieścić się w puli uprawnień dostępnej do rozdzielania pomiędzy instalacje. Ponadto wprowadzono zmniejszenie o 20% bezpłatnego przydziału w instalacjach, które mają obowiązek przeprowadzenia audytu energetycznego lub wdrożenia certyfikowanego systemu zarządzania energią, zgodnie z art. 8 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE¹⁹, i które nie wdrożyły w podokresie 2026–2030 zaleceń wynikających z audytu lub systemu zarządzania energią. Odstąpienie od zmniejszenia przydziału może nastąpić w przypadku, gdy prowadzący instalacje wykaże, że wdrożył zalecenia albo inne środki, które zapewniły redukcję emisji gazów cieplarnianych równoważną redukcji wynikającą z zaleceń danej instalacji. Takie samo ograniczenie bezpłatnych uprawnień o 20% ma zastosowanie w stosunku do instalacji, które posiadają podinstalacje, w których poziom emisji gazów cieplarnianych jest wyższy niż 80 percentyl w odniesieniu do poziomu emisji dla odpowiedniego wskaźnika emisyjności dla produktu. Dla tych instalacji, aby nie doszło do obniżenia przydzielanej liczby uprawnień, prowadzący instalacje

musi opracować plan neutralności klimatycznej, który będzie wskazywał kierunki działań do osiągnięcia neutralności klimatycznej przez instalację w roku 2050, a co pięć lat określi kamienie milowe i cele, które należy osiągnąć i zweryfikować.

Wszystkie wprowadzone zmiany mają na celu ograniczenie puli bezpłatnych uprawnień do emisji, co powinno spowodować przyspieszenie działań redukcyjnych w instalacjach objętych EU ETS. W oparciu o przyjęte zmiany, aktualizacja wskaźników referencyjnych będzie miała miejsce na przełomie 2025 i 2026 r., po ocenie i sprawdzeniu przez Komisję przekazanych przez państwa członkowskie UE do dnia 30 września 2024 r. krajowych środków wykonawczych. Jednakże można wnioskować, iż zwiększenie progów aktualizacji wskaźników do 2,5% oraz 0,3% oraz promowanie w EU ETS instalacji, które wykorzystują technologie niskoemisyjne albo zero-emisyjne będzie skutkowało zmniejszeniem wartości benchmarku w oparciu o wyższy próg. Analizując rozporządzenie 2021/447 widoczna jest tendencja i potencjał do obniżenia wskaźników referencyjnych o 50%. Jednym z najbardziej widocznych przykładów jest obniżenie wskaźnika referencyjnego określonego dla ciepła i paliwa. Oba wskaźniki mają

¹⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/27/UE z dnia 25 października 2012 r. w sprawie efektywności energetycznej, zmiany dyrektyw 2009/125/WE i 2010/30/UE oraz uchylenia dyrektyw 2004/8/WE i 2006/32/WE (Dz. Urz. UE L 315 z 14.II.2012 s.1).

najszerze zastosowania, co skutkować będzie tym, iż instalacje wykorzystujące paliwa kopalne o najwyższym wskaźniku emisyjności tak jak np. węgiel kamienny, dla którego wskaźnik kształtuje się na poziomie ponad 100 teCO₂/TJ, będą w bardzo trudnej sytuacji przy zastosowaniu do przydziału uprawnień do emisji wskaźnika referencyjnego wynoszącego 31,15 teCO₂/TJ.

Reasumując, wprowadzone zmiany zasad przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla podokresu 2026–2030, zwiększają presję na dekarbonizację przemysłu, w szczególności w sektorach energetycznych. Zwiększenie progu aktualizacji benchmarku do poziomu 2,5% co roku oraz zmiany zasad dostosowania przydziału za pomocą CSCF będzie skutkowało niskim przydziałem bezpłatnych uprawnień, a co za tym idzie koniecznością szybkiej transformacji na technologie niskoemisyjne. W związku z tym konieczne jest wsparcie działań przemysłu poprzez wprowadzanie regulacji prawnych wspomagających działania transformacyjne i wdrażania innowacyjnych technologii oraz przygotowanie wsparcia finansowego do realizacji tego celu. Przyjęte w dyrektywie 2023/959 podstawy do wprowadzenia systemu handlu uprawnieniami do emisji dla sektora budownictwa, transportu drogowego oraz innych działań nieobjętych dotychczas tym systemem w zakresie wykorzystania paliw do celów energetycznych, nie pozwoli na unikanie działań redukcyjnych poprzez wychodzenie z systemu instalacjom. To pokazuje determinację na zrealizowanie celu neutralności klimatycznej do roku 2050 i może być szansą dla Polski na „skok” gospodarczy.

Bibliografia

1. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE Dz. Urz. UE L 275 z 25.10.2003, s. 32 ze zm.).
2. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 140 z 5.06.2009, s. 63).

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 (Dz. Urz. UE L 76 z 19.03.2018, s. 3).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 130 z 16.05.2023, s. 134).
5. Dyrektywa 2004/8/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 11 lutego 2004 r. w sprawie wspierania kogeneracji w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii oraz zmieniająca dyrektywę 92/42/EWG (Dz. Urz. UE L 52 z 21.2.2004, s. 50).
6. 2013/448/UE: Decyzja Komisji z dnia 5 września 2013 r. dotycząca krajowych środków wykonawczych w odniesieniu do przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych zgodnie z art. 11 ust. 3 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. L 240 z 7.09.2013, s. 27).
7. Decyzja Komisji (UE) 2020/1722 z dnia 16 listopada 2020 r. w sprawie puli uprawnień, które mają zostać wydane w całej Unii na 2021 r. w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. Urz. UE L 386, 18.11.2020, s. 26).
8. Decyzja Komisji (UE) 2023/1575 dnia 27 lipca 2023 r. w sprawie puli uprawnień, które mają zostać wydane w całej Unii na 2024 r. w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (Dz. Urz. UE L 192 z 31.7.2023, s. 30).
9. 2010/2/: Decyzja Komisji z dnia 24 grudnia 2009 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji (Dz. Urz. UE L 1 z 5.01.2010, s. 10).
10. 2014/746/UE: Decyzja Komisji z dnia 27 października 2014 r. ustalająca, zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, wykaz sektorów i podsektorów uważanych za narażone na znaczące ryzyko ucieczki emisji na lata 2015–2019 (Dz. Urz. UE L 308 z 29.10.2014, s. 114).
11. Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz. U. 05.203.1684).
12. Decyzja Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/1814 z dnia 6 października 2015 r. w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i zmiany dyrektywy 2003/87/WE (Dz. Urz. UE L 264, 9.10.2015, s. 1).
13. 2011/278/UE: Decyzja Komisji z dnia 27 kwietnia 2011 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na mocy art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 130 z 17.5.2011, s. 1).
14. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2019/331 z dnia 19 grudnia 2018 r. w sprawie ustanowienia przejściowych zasad dotyczących zharmonizowanego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji w całej Unii na podstawie art. 10a dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 59 z 27.2.2019, str. 8).
15. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2021/447 z dnia 12 marca 2021 r. określające zmienione wartości wskaźników emisyjności na potrzeby przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na lata 2021–2025 zgodnie z art. 10a ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 87 z 15.3.2021, str. 29).
16. Update of benchmark values for the years 2021 – 2025 of phase 4 of the EU ETS Benchmark curves and key parameters (Updated final version issued on 12 October 2021).
17. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, str. 52).
18. Methodology for the free allocation of emission allowances in the EU ETS post 2012 Report on the project approach and general issues.



Zasady uczestnictwa przedsiębiorstw żeglugowych w systemie EU ETS

Autor:

Piotr Świat, Zespół Prawny, KOBiZE

Zasady uczestnictwa przedsiębiorstw żeglugowych w systemie EU ETS

Słowa kluczowe: system handlu uprawnieniami do emisji, EU ETS, transport morski, przedsiębiorstwo żeglugowe, monitorowanie emisji, raportowanie emisji, weryfikacja, MRV, rozliczanie wielkości emisji, port zawinięcia, statek o pojemności brutto (GT) 5 000 jednostek i większe, działalność w zakresie transportu morskiego



Autor:
Piotr Świat

Streszczenie:

Emisje dwutlenku węgla z sektora transportu morskiego były przed dniem 1 stycznia 2024 r. poza systemem EU ETS – objęte były jedynie od dnia 1 lipca 2015 r. obowiązkami z zakresu monitorowania, raportowania i weryfikacji (mechanizm MRV). Wraz z wejściem w życie odpowiednich przepisów dyrektywy 2023/959 nowelizującej dyrektywę 2003/87/WE (dyrektywę ETS) emisje dwutlenku węgla z transportu morskiego, a w dalszej kolejności również metanu i podtlenku azotu, zostały objęte systemem

EU ETS. W artykule omówione są zasady uczestnictwa przedsiębiorstw żeglugowych w systemie EU ETS, działania z zakresu transportu morskiego, które powodują uczestnictwo w systemie oraz podstawowe obowiązki wynikające z tego uczestnictwa. Zwrócono uwagę nie tylko na kwestie wynikające z włączenia transportu morskiego do systemu EU ETS, ale również na niektóre zagadnienia wynikające dla przedsiębiorstw żeglugowych z uregulowań dotychczasowych.

Idea uwzględnienia transportu morskiego wśród sektorów, które powinny wnieść swój wkład w ograniczenie redukcji emisji w Unii Europejskiej została wyrażona w preambule do dyrektywy 2009/29/WE¹. Zgodnie z wyrażoną tam intencją w związku z tym, że do 2050 r. światowe emisje gazów cieplarnianych należy zmniejszyć o co najmniej 50 % poniżej ich poziomów z 1990 r., powinny do tego „przyczynić się wszystkie sektory gospodarki, w tym międzynarodowy transport morski i lotnictwo”. W 2013 r. Komisja przyjęła strategię stopniowego włączania emisji z transportu morskiego

do polityki Unii w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Za pierwszy krok realizujący powyższy cel na poziomie regulacyjnym należy uznać rozporządzenie 2015/757². Przyjęcie tego aktu uzasadniono tym, że transport morski wywiera wpływ na globalny klimat oraz na jakość powietrza w wyniku emisji dwutlenku węgla (CO₂) oraz innych emisji, które powoduje, a międzynarodowa żegluga morska pozostaje jedynym rodzajem transportu nieujętych w zobowiązaniu Unii do redukcji emisji gazów

1 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L 140, z 5.6.2009, str.63).

2 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/757 z dnia 29 kwietnia 2015 r. w sprawie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dwutlenku węgla z transportu morskiego oraz zmiany dyrektywy 2009/16/WE (Dz. Urz. UE L 123 z 19.5.2015, str. 55). Weszło w życie w dniu 1 lipca 2015 r.

cieplarnianych, przy czym emisje z żeglugi morskiej przypadające na Unię wzrosły w latach 1990–2007 o 48 %. Rozporządzenie 2015/757 zmierzało do ograniczenia emisji z żeglugi morskiej na poziomie Unii, początkowo tylko w odniesieniu do CO₂. W tym celu utworzono mechanizm monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji (dalej: „mechanizm MRV”)³ w oparciu o zużycie paliwa przez statki. Miał to być pierwszy etap prowadzący do uwzględnienia emisji z transportu morskiego w zobowiązaniu Unii do redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Adresatami obowiązków wynikających z mechanizmu MRV zostały przedsiębiorstwa (później nazwane przedsiębiorstwami żeglugowymi) rozumiane jako właściciel statku lub wszelka inna organizacja lub osoba, jak zarządca lub podmiot czarterujący statek bez załogi, który przejął od właściciela odpowiedzialność za eksploatację statku⁴. Mechanizm MRV wymagał od przedsiębiorstw (żeglugowych) wypełniania obowiązków monitorowania i raportowania emisji CO₂ z określonych rejsów wykonywanych przez określone statki⁵. Nie przewidywał on roli organów państw członkowskich w zatwierdzaniu planów monitorowania i raportów emisji ze statków i przede wszystkim nie było żadnego mechanizmu rozliczania tych emisji. Plany monitorowania i raporty podlegały weryfikacji przez niezależnego weryfikatora, z kolei pozytywna weryfikacja raportu była warunkiem wystawienia przez weryfikatora tzw. dokumentu zgodności⁶. Poza środkami przewidzianymi w przepisach prawa krajowego w celu zapewnienia stosowania

rozporządzenia 2015/757, samo rozporządzenie 2015/757 dało organom państw członkowskich portu przybycia uprawnienie do wydania nakazu wydalenia statku, w odniesieniu do którego przez co najmniej dwa kolejne okresy sprawozdawcze, tj. dwa kolejne lata kalendarzowe, nie były spełniane obowiązki MRV.

Taki stan rzeczy utrzymał się do dnia 1 stycznia 2024 r., kiedy to nastąpiło włączenie transportu morskiego do systemu EU ETS poprzez powiązanie przepisów rozporządzenia 2015/757 z regulacjami wynikającymi z Dyrektywy ETS⁷ (istotnie zmienionej dyrektywą 2023/959⁸). Powyższe stanowi jeden z elementów obszernej reformy systemu EU ETS oraz element tzw. Pakietu „Fit for 55”.

Prawodawca europejski nie zakładał od początku, że osiągnięcie celów redukcyjnych w sektorze transportu morskiego będzie realizowane poprzez włączenie go do systemu EU ETS. Rozporządzenie 2015/757 przewidywało, że w przypadku wypracowania międzynarodowego porozumienia w sprawie globalnego systemu MRV lub w sprawie globalnych działań mających na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych z transportu morskiego, Komisja podda to rozporządzenie przeglądowi oraz ewentualnie zaproponuje zmiany, aby zapewnić jego dostosowanie do tego porozumienia. Ponieważ taki system nie powstał, a działania w ramach Międzynarodowej Organizacji Morskiej (International Maritime Organization, IMO) zostały uznane za niewystarczające do osiągnięcia celów porozumienia

3 Monitoring, Reporting and Verification.

4 Jest to pojęcie zbliżone do pojęcia armatora w polskim Kodeksie morskim, za którego uważany jest ten kto we własnym imieniu uprawia żeglugę statkiem morskim własnym lub cudzym.

5 Rozporządzenie dotyczyło statków o pojemności brutto (GT) powyżej 5 000 jednostek w odniesieniu do emisji CO₂ uwalnianych przez te statki w trakcie ich rejsów z portu zawinięcia do portu zawinięcia państwa członkowskiego oraz rejsów z portu zawinięcia państwa członkowskiego do następnego portu zawinięcia, jak działań tych statków w obrębie portu zawinięcia państwa członkowskiego.

6 Dokument zgodności powinien pozostawać na pokładzie statku jako potwierdzenie wykonania obowiązków MRV. Organy inspekcyjne państw członkowskich są uprawnione do sprawdzania, czy na pokładzie znajduje się ważny dokument zgodności.

7 Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. L 275 z 25.10.2003, s. 32, ze zm.).

8 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s.134).

paryskiego⁹, zdecydowano się na włączenie transportu morskiego do systemu EU ETS.

Objęcie transportu morskiego systemem EU ETS wymagało przyjęcia regulacji zapewniających monitorowanie, raportowanie i weryfikację wielkości emisji przez nowych uczestników systemu (co w pewnym stopniu realizował istniejący już mechanizm MRV) oraz doprowadzenie do tego, żeby te zweryfikowane emisje były rozliczane poprzez umarżanie uprawnień do emisji, tj. na zasadach przewidzianych dla systemu EU ETS. W tym celu, oprócz wprowadzenia przez dyrektywę 2023/959 nowych postanowień do Dyrektywy ETS, znacząco znowelizowano rozporządzenie 2015/757¹⁰.

Przedsiębiorstwa żeglugowe, które uczestniczą w systemie EU ETS

Przedsiębiorstwo żeglugowe może być adresatem obowiązków mechanizmu MRV i systemu EU ETS łącznie lub samego mechanizmu MRV. Aby podmiot został uznany za przedsiębiorstwo żeglugowe musi być właścicielem statku lub innym podmiotem, który przejął od właściciela odpowiedzialność za eksploatację statku¹¹.



Przedsiębiorstwo żeglugowe może być adresatem obowiązków mechanizmu MRV i systemu EU ETS łącznie lub samego mechanizmu MRV.

Następnym krokiem jest ustalenie, że prowadzi ono te działania objęte rozporządzeniem 2015/757, które Dyrektywa ETS obejmuje systemem EU ETS (tzw. „działania w zakresie transportu morskiego”, będzie o tym mowa dalej). Takie przedsiębiorstwa są przyporządkowywane do „odpowiedzialnych organów administrujących”, czyli odpowiednich państw członkowskich¹².

Co do zasady odpowiedzialnym organem administrującym właściwym dla przedsiębiorstwa żeglugowego jest państwo członkowskie, w którym dane przedsiębiorstwo żeglugowe jest zarejestrowane¹³. Jednak nie oznacza to, że potencjalne uczestnictwo w systemie EU ETS dotyczy tylko przedsiębiorstw zarejestrowanych w państwach członkowskich Unii Europejskiej. W przypadku braku ww. rejestracji właściwym dla danego przedsiębiorstwa żeglugowego państwem członkowskim będzie państwo członkowskie z największą szacunkową liczbą

⁹ Zgodnie z motywem 19 preambuły do dyrektywy 2023/959 „Komisja powinna przedstawić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie z postępów osiągniętych w IMO w realizacji ambitnego celu redukcji emisji i środków towarzyszących, aby zapewnić, by transport morski wnosił należyty wkład w wysiłki niezbędne do osiągnięcia celów ustalonych w ramach porozumienia paryskiego. W ramach IMO podejmowane są starania na rzecz ograniczenia emisji z obszarów morskich na świecie i należy je wspierać, w tym szybkie wdrożenie wstępnej strategii IMO ws. redukcji emisji gazów cieplarnianych ze statków, przyjętej w 2018 r., w której mowa jest również o możliwych środkach rynkowych zachęcających do redukcji emisji gazów cieplarnianych z żeglugi międzynarodowej. Jednak, choć w ostatnim czasie osiągnięto postępy w ramach IMO, nie były one jak dotąd wystarczające do osiągnięcia celów porozumienia paryskiego. Biorąc pod uwagę międzynarodowy charakter żeglugi, ważne jest, aby państwa członkowskie i Unia w ramach swoich kompetencji współpracowały z państwami trzecimi w celu zintensyfikowania wysiłków dyplomatycznych na rzecz wzmocnienia środków globalnych i poczynienia postępów w opracowywaniu globalnego środka rynkowego na szczeblu IMO.”

¹⁰ Poprzez rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s. 105).

¹¹ Pełna definicja przedsiębiorstwa żeglugowego: „właściciel statku lub każda inna organizacja lub osoba, taka jak zarządca lub podmiot czarterujący statek bez załogi, który przejął od właściciela odpowiedzialność za eksploatację statku i który, przyjmując taką odpowiedzialność, zgodził się przejąć wszystkie obowiązki i zobowiązania nałożone przez Międzynarodowy kodeks zarządzania bezpieczną eksploatacją statków i zapobieganiem zanieczyszczeniu, określone w załączniku I do rozporządzenia (WE) nr 336/2006 Parlamentu Europejskiego i Rady”.

¹² Przyporządkowanie następuje na zasadach określonych w przepisach zmienionej Dyrektywy ETS i w wydanym na ich podstawie rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2023/2599 z dnia 22 listopada 2023 r. ustanawiającym zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do administrowania przedsiębiorstwami żeglugowymi przez organy administrujące właściwe dla przedsiębiorstwa żeglugowego (Dz. Urz. UE L 2023/2599 z 23.11.2023).

¹³ W niniejszym artykule przez państwa członkowskie Unii Europejskiej i ich organy oraz przez porty Unii Europejskiej rozumie się również państwa, organy i porty Europejskiego Obszaru Gospodarczego.



zawinięć do portów podczas objętych Dyrektywą ETS rejsów wykonanych w ciągu poprzednich czterech lat monitorowania, a jeżeli takich rejsów w tym okresie nie było, państwo członkowskie, do którego zawinął statek należący do tego przedsiębiorstwa żeglugowego lub z którego rozpoczął lub w którym zakończył swój pierwszy rejs (objęty Dyrektywą ETS)¹⁴.

Z powyższego wynika, że miejsce rejestracji przedsiębiorstwa żeglugowego jest tylko kryterium wyjściowym, natomiast pozostałe przedsiębiorstwa (chodzi tu zwłaszcza o przedsiębiorstwa pochodzące z państw spoza Unii Europejskiej) są przyporządkowywane właściwym organom administrującym na podstawie rejsów wykonywanych przez ich statki, które rozpoczynały się lub kończyły w porcie państwa członkowskiego. Oznacza to, że przedsiębiorstwo żeglugowe z każdego kraju na świecie może stać się uczestnikiem systemu EU ETS, jeżeli jego statek wykona rejs z lub do portu zawinięcia państwa członkowskiego.

Wykaz przedsiębiorstw żeglugowych prowadzących działalność w zakresie transportu morskiego

wraz z wskazaniem właściwych dla nich organów administrujących (państw członkowskich) został opublikowany przez Komisję Europejską¹⁵ i podlega regularnej aktualizacji¹⁶.

Działalność w zakresie transportu morskiego w systemie EU ETS

Nie każdy statek wykonujący określony rejs lub inne działanie objęte rozporządzeniem 2015/757 będzie czynił z odpowiedzialnego za ten statek przedsiębiorstwa żeglugowego podmiot uczestniczący w systemie EU ETS. Do zakwalifikowania przedsiębiorstwa żeglugowego jako takiego podmiotu kluczowe znaczenie ma czy statki, za które ponosi ono odpowiedzialność i działalność, którą one wykonują, kwalifikują się w świetle Dyrektywy ETS do „działalności w zakresie transportu morskiego”.



Nie każdy statek wykonujący określony rejs lub inne działanie objęte rozporządzeniem 2015/757 będzie czynił z odpowiedzialnego za ten statek przedsiębiorstwa żeglugowego podmiot uczestniczący w systemie EU ETS. Do zakwalifikowania przedsiębiorstwa żeglugowego jako takiego podmiotu kluczowe znaczenie ma czy statki, za które ponosi ono odpowiedzialność i działalność, którą one wykonują, kwalifikują się w świetle Dyrektywy ETS do „działalności w zakresie transportu morskiego”.

Jak już wspomniano jest to część działań objętych zakresem stosowania rozporządzenia 2015/757¹⁷, bowiem docelowo, o ile wszelka działalność w zakresie

¹⁴ Inaczej w przypadku przedsiębiorstw żeglugowych objętych jedynie mechanizmem MRV, ale nieobjętych systemem EU ETS, bowiem z art. 3 lit. p rozporządzenia 2015/757 w zw. z art. 3gf ust.1 lit. a-c Dyrektywy ETS można wywieść, że przedsiębiorstwo nieobjęte systemem EU ETS będzie przyporządkowane państwu członkowskiemu tylko jeżeli jest w nim zarejestrowane.

¹⁵ W drodze decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2024/411 z dnia 30 stycznia 2024 r. w sprawie wykazu przedsiębiorstw żeglugowych wskazującego organ administrujący właściwy dla przedsiębiorstwa żeglugowego zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 2024/411 z 31.01.2024).

¹⁶ Organ administrujący właściwy dla przedsiębiorstwa żeglugowego zgodnie z tym wykazem zachowuje odpowiedzialność niezależnie od późniejszych zmian w działalności lub rejestracji tego przedsiębiorstwa żeglugowego – do czasu ujęcia tych zmian w zaktualizowanym wykazie.

¹⁷ Tak to wygląda od dnia 1 stycznia 2025 r. kiedy to zakres stosowania rozporządzenia uległ rozszerzeniu o działania nowych rodzajów statków (tzw. drobnicowców i statków typu offshore).

transportu morskiego, czyli objęta systemem EU ETS, będzie objęta mechanizmem MRV, tak nie każde działanie objęte mechanizmem MRV będzie objęte systemem EU ETS¹⁸.

Objęta systemem EU ETS jest (będzie) emisja ze statków:

1. o pojemności brutto (GT) 5 000 jednostek i większej¹⁹ w odniesieniu do emisji określonych gazów cieplarnianych uwalnianych począwszy od dnia 1 stycznia 2024 r., w trakcie dwóch rodzajów działań wykonywanych przez te statki, tj:
 - a. rejsów tych statków służących do transportu osób lub towarów do celów komercyjnych z ostatniego portu zawinięcia do portu zawinięcia państwa członkowskiego oraz rejsów z portu zawinięcia państwa członkowskiego do następnego portu zawinięcia oraz
 - b. działań statków, o których mowa wyżej, w obrębie portu zawinięcia państwa członkowskiego
2. typu offshore²⁰ o pojemności brutto (GT) 5 000 jednostek i większej w odniesieniu do emisji określonych gazów cieplarnianych uwalnianych przez te statki w trakcie rejsów lub działań w porcie zawinięcia państwa członkowskiego – począwszy od dnia 31 grudnia 2026 r.²¹

Za rejs uważane jest każde przemieszczenie się statku, które rozpoczyna się lub kończy w porcie zawinięcia. Bardziej problematyczne wydaje się być opisanie działań statków w obrębie portu zawinięcia. Te działania nie zostały zdefiniowane, jedynie z pojedynczych zapisów rozporządzenia 2015/757 i z raportów emisji na poziomie statków, które były składane na podstawie przepisów dotychczasowych można wywieść, że chodzi tutaj przede wszystkim o emisje uwalniane podczas cumowania. Preambuła wskazuje ponadto, że w tej kategorii będą również emisje ze statków przemieszczających się w obrębie portu. Zgodnie z projektem wytycznych Komisji Europejskiej będą to emisje powstałe między pierwszym cumowaniem statku w porcie zawinięcia po przybyciu do niego, a wypłynięciem z ostatniego miejsca cumowania w tym porcie, z pominięciem emisji uwalnianych w trakcie cumowań.²² Do działań w obrębie portu wydaje się, że będzie należeć m.in. przemieszczanie się statku po porcie w celu: zmiany miejsca cumowania, tankowania, czyszczenia zbiorników, pozycjonowania, ale również niektóre działania serwisowe, jeżeli powodują emisję. Praktyka pokaże jakie rodzaje działań, poza cumowaniem, będą kwalifikowane do działalności w obrębie portu, o której mowa w rozporządzeniu 2015/757.

Ostatnią przesłanką determinującą zakwalifikowanie do „działalności w zakresie transportu morskiego” jest uwalnianie w jej trakcie określonych

18 Objętą samym mechanizmem MRV, ale nieobjętą systemem EU ETS, docelowo jest jedynie emisja uwalniana z tzw. drobnicowców i mniejszych statków typu offshore – o pojemności brutto (GT) poniżej 5 000 jednostek, ale nie mniejszej niż 400 jednostek. Przepisy, które obejmują tę działalność zakresem rozporządzenia 2015/757 zaczynają obowiązywać od dnia 1 stycznia 2025 r. Trzeba jednak mieć na uwadze, że jeszcze w 2024 r. Komisja miała dokonać przeglądu rozporządzenia 2015/757 w celu ewentualnego późniejszego objęcia tych statków zakresem stosowania dyrektywy 2003/87/WE lub zaproponowania innych środków mających na celu zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych z takich statków.

19 Jest to miara całkowitej pojemności zamkniętych pomieszczeń statku wewnątrz kadłuba i nadbudówek, wyrażona w jednostkach bezwymiarowych (pojemność brutto statku), zgodnie z pojęciami stosowanymi w statystyce publicznej na stronie Głównego Urzędu Statystycznego: <https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/798,pojcie.html#:~:text=Pojemno%C5%9B%C4%87%20rejestr%C5%9B%20brutto%20%2D%20obj%C4%99to%C5%9B%C4%87%20przestrzeni,%3D%20%2C83%20metr%C3%B3w%20sze%C5%9Bciennych.>

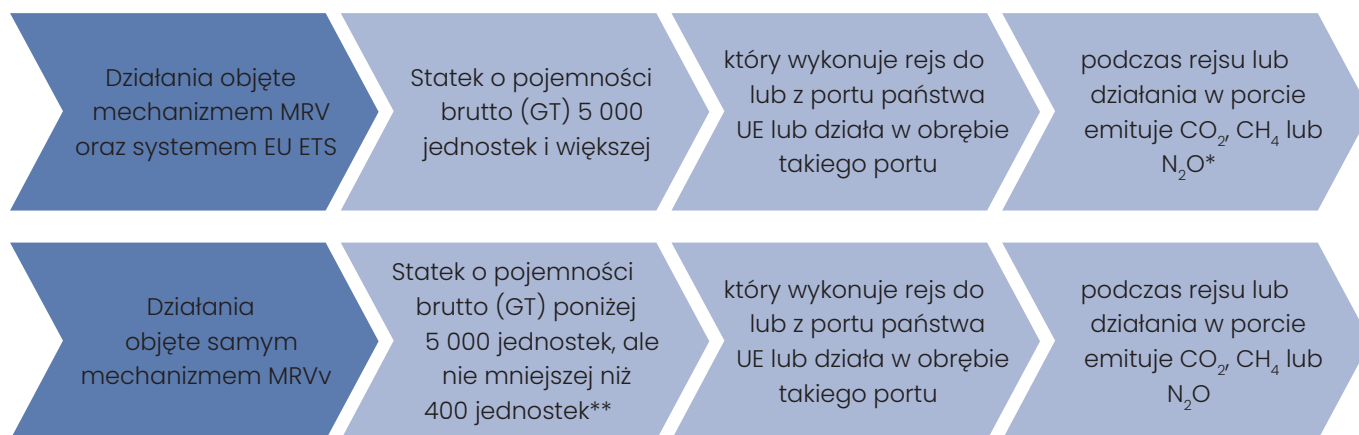
20 Za statki typu offshore uważa się statki zapewniające wsparcie na morzu, tj. dostarczające sprzęt, materiały i ludzi na platformy, farmy wiatrowe lub inne instalacje morskie, statki te mogą takie obiekty instalować, serwisować itp.

21 Statki typu offshore duże, o pojemności brutto (GT) 5 000 jednostek i większej, będą objęte systemem EU ETS po dniu 31 grudnia 2026 r., jednak już od dnia 1 stycznia 2025 r. będą podlegały obowiązkowi MRV przewidzianym w rozporządzeniu 2015/757.

22 European Commission, The EU ETS and MRV Maritime General guidance for shipping companies, Guidance document No.1, 3rd draft, 25 June 2024. Warto zaznaczyć, że dokument ten jest na etapie projektu.

rodzajów gazów cieplarnianych, tj. dwutlenku węgla (CO_2), a od dnia 1 stycznia 2026 r. będzie to również metan (CH_4) i podtlenek azotu (N_2O)²³.

Poniżej działania objęte samym mechanizmem MRV oraz działania objęte mechanizmem MRV i systemem EU ETS



* przed dniem 1 stycznia 2026 r. systemem EU ETS będzie objęta wyłącznie emisja CO_2

** Taka grupa została objęta rozporządzeniem 2015/757 od dnia 1 stycznia 2025 r., ponadto w okresie od dnia 1 stycznia 2025 r. do dnia 31 grudnia 2026 r. samym mechanizmem MRV będą objęte tzw. duże offshore (o pojemności brutto (GT) 5 000 lub większej).

Obowiązki przedsiębiorstw żeglugowych uczestniczących w systemie EU ETS

Przedsiębiorstwo żeglugowe uczestniczące w systemie EU ETS będzie realizowało obowiązki wynikające ze zmienionego mechanizmu MRV, z Dyrektywy ETS oraz powiązanych z nimi w tym zakresie rozporządzeń delegowanych i wykonawczych.

Zgodnie z zasadami obowiązującymi w EU ETS każdy uczestnik systemu jest obowiązany m.in. do posiadania rachunku w rejestrze Unii. Rachunek ten jest niezbędny do przeprowadzania stanowiącego rozliczenie emisji umarzania odpowiedniej liczby uprawnień do emisji. Na uczestniczącym w systemie EU ETS przedsiębiorstwie żeglugowym spoczywa obowiązek złożenia do krajowego administratora rejestru Unii²⁴ wniosku o otwarcie rachunku w rejestrze, wraz z wymaganymi dokumentami i informacjami. Należy to zrobić w terminie 40 dni

robotycznych od dnia opublikowania przez Komisję Europejską wykazu wskazującego organy administrujące właściwe dla przedsiębiorstw, przy czym wcale to nie oznacza, że przedsiębiorstwo nieujęte w tym wykazie nie podlega temu obowiązkowi. Przedsiębiorstwo nieujęte w wykazie będzie musiało złożyć wniosek w terminie 65 dni roboczych od pierwszego rejsu jego statku spełniającego kryteria systemu EU ETS²⁵.

Niezależnie od powyższego terminu rozporządzenie 2015/757 określa termin, w którym przedsiębiorstwo żeglugowe jest obowiązane złożyć plan monitorowania emisji dla każdego statku objętego tym rozporządzeniem. Powoduje to istotną różnicę w porównaniu do rozwiązań systemu EU ETS dla instalacji (gdzie w pierwszej kolejności należy uzyskać zezwolenie na emisję gazów cieplarnianych z czym wiąże się zatwierdzenie planu monitorowania wielkości emisji, a dopiero później jest możliwe otwarcie

²³ W odniesieniu do obowiązków wynikających z samego mechanizmu MRV metan i podtlenek azotu są objęte zakresem rozporządzenia 2015/757 od dnia 1 stycznia 2024 r. (wcześniej był tylko dwutlenek węgla).

²⁴ W polskim systemie prawnym jest to Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.

²⁵ Można mieć wątpliwości jaki termin miałoby przedsiębiorstwo żeglugowe nieujęte w wykazie, którego wszystkie statki o odpowiedniej pojemności brutto (GT) prowadzą aktualnie działalność ograniczoną do działań w porcie państwa członkowskiego a zatem nie wykonują rejsów. Taka sytuacja wydaje się być możliwa tylko w teorii.

rachunku w rejestrze Unii) oraz dla sektora lotniczego (gdzie uzyskanie decyzji zatwierdzającej plan monitorowania emisji z operacji lotniczych poprzedza otwarcie rachunku w rejestrze Unii). W przypadku transportu morskiego terminy na otwarcie rachunku w rejestrze Unii i na złożenie planów monitorowania emisji ze statków biegną od siebie niezależnie.

Tak jak to było uregulowane w dotychczasowym mechanizmie MRV dla transportu morskiego, przedsiębiorstwo żeglugowe przedkłada plan monitorowania najpierw weryfikatorowi – nie później niż dwa miesiące po pierwszym zawinięciu każdego statku do portu państwa członkowskiego. Sam plan monitorowania jest składany odrębnie dla każdego statku, za które odpowiada przedsiębiorstwo żeglugowe²⁶. Jednak w przypadku statków objętych systemem EU ETS przedsiębiorstwo żeglugowe, po ich zweryfikowaniu przez weryfikatora, będzie musiało uzyskać jeszcze pozytywną decyzję właściwego organu administrującego²⁷. Organ administrujący jest obowiązany zatwierdzić plan monitorowania w terminie czterech miesięcy od pierwszego zawinięcia danego statku do portu państwa członkowskiego. Z powyższego wynika potencjalny problem jeżeli z jakiegokolwiek przyczyny doszłoby do sytuacji, w której etap weryfikacji planu monitorowania przedłużyłby się w taki sposób, że organ administrujący dostanie do zatwierdzenia plan monitorowania jak już zachowanie ww. terminu nie będzie możliwe. Przepisy nie przewidują skutków prawnych dla nie dochowania terminu przez organ, nie wydaje się

więc żeby w praktyce mogło to organowi przeszkodzić w przeprowadzeniu starannej analizy planu monitorowania. Plany monitorowania emisji ze statków, których emisje wchodzą w zakres rozporządzenia 2015/757, ale nie są objęte systemem EU ETS, nie powinny podlegać zatwierdzeniu przez odpowiedzialny organ administrujący²⁸.

Monitorowanie dotyczy każdego okresu sprawozdawczego, w którym przedsiębiorstwo obowiązane jest do monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych. Szczegółowe zasady monitorowania zostały określone w Załączniku I i II do rozporządzenia 2015/757.

Przedsiębiorstwa żeglugowe są również obowiązane do przedkładania w terminie do dnia 31 marca²⁹ każdego roku zweryfikowanego przez weryfikatora raportu emisji z danego okresu sprawozdawczego w odniesieniu do każdego statku, za który przedsiębiorstwo to ponosi odpowiedzialność. Raport pozwala na określenie rodzaju i ilości zużytych paliw przez statek, wraz ze współczynnikiem emisji w odniesieniu do tych paliw oraz emisji gazów cieplarnianych w tonach metrycznych (w odniesieniu do rejsów i działalności w porcie³⁰), przebytego dystansu (z podziałem na takie etapy jak czas spędzony na morzu, czas na kotwicy, czas całkowitej pracy transportowej).

Oprócz omówionych wyżej planów monitorowania i raportów, które przeszły w nieznacznie zmienionym

26 Inaczej niż w przypadku operatorów statków powietrznych, gdzie plan monitorowania emisji z operacji lotniczych dotyczy operatora całościowo, a nie każdego samolotu z osobna.

27 Zatwierdzając plany monitorowania i ich zmiany, odpowiedzialne organy administrujące powinny należycie uwzględnić konkluzje weryfikatora dotyczące oceny planów monitorowania.

28 Problematyczne jest, że ta reguła nie wynika jednoznacznie z przepisów rozporządzenia 2015/757. Z przepisów rozporządzenia 2015/757 wynika, że przedsiębiorstwa żeglugowe w każdym przypadku powinny przedłożyć odpowiedzialnemu organowi administrującemu plan monitorowania emisji ze statku, natomiast termin dla organu na zatwierdzenie planu zawarty jest jedynie w przepisie dotyczącym statków objętych systemem EU ETS. Wskazówką interpretacyjną jest motyw 9 preambuły do rozporządzenia delegowanego Komisji (UE) 2023/2917 z dnia 20 października 2023 r. w sprawie działań weryfikacyjnych, akredytacji weryfikatorów i zatwierdzania planów monitorowania przez organy administrujące zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/757 w sprawie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dwutlenku węgla z transportu morskiego i uchyłającego rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2016/2072 (Dz. Urz. UE L 2917 z 29.12.2023).

29 Państwo członkowskie może się zdecydować na wcześniejszy termin, ale nie wcześniejszy niż 28 lutego. Według dotychczasowych przepisów raport należało złożyć w terminie do dnia 30 kwietnia.

30 Przy czym dotychczas praktyka sporządzania raportów wyglądała tak, że kategoria działań w portach państw członkowskich była ograniczania do cumowania w tych portach.

kształcie z dotychczasowego mechanizmu MRV, zmienione rozporządzenie 2015/757 przewiduje nowy rodzaj raportu, który ma szczególne znaczenie dla przedsiębiorstw żeglugowych uczestniczących w systemie EU ETS, tj. zagregowany raport na temat wielkości emisji na poziomie przedsiębiorstwa³¹. Za najważniejsze informacje sprawozdawane w tym raporcie należy uznać wykaz statków, których emisje wchodziły w zakres stosowania Dyrektywy ETS, oraz zagregowane emisje gazów cieplarnianych ze wszystkich statków, które podlegają tej dyrektywie. Zagregowany raport na poziomie przedsiębiorstwa będzie podstawą do rozliczenia wielkości emisji w rejestrze Unii przez przedsiębiorstwo żeglugowe uczestniczące w systemie EU ETS.



Jakkolwiek może się to wydawać nieuzasadnione, z przepisów można wyciągnąć wniosek, że przedsiębiorstwo żeglugowe objęte samym mechanizmem MRV również będzie obowiązane do złożenia zagregowanego raportu³². W takiej sytuacji w częściach dotyczących statków i emisji objętych EU ETS przedsiębiorstwo wydaje się, że będzie mogło jedynie wpisać wartości zerowe.

Przepisy nie zawierają jednak wyłączenia od obowiązku złożenia ww. raportu dla przedsiębiorstw żeglugowych, które nie ponoszą odpowiedzialności za statki, których emisje są objęte systemem EU ETS i w zw. z tym nie są uczestnikami tego systemu. Zatem, jakkolwiek może się to wydawać nieuzasadnione, z przepisów można wyciągnąć wniosek, że przedsiębiorstwo żeglugowe objęte samym mechanizmem MRV również będzie obowiązane do

złożenia zagregowanego raportu. W takiej sytuacji w częściach dotyczących statków i emisji objętych EU ETS przedsiębiorstwo wydaje się, że będzie mogło jedynie wpisać wartości zerowe. W dniu pisania niniejszego artykułu nie ma jeszcze praktyki w tym zakresie, ponieważ nie został jeszcze złożony żaden zagregowany raport³³.

Zagregowany raport na poziomie przedsiębiorstwa podlega weryfikacji i następnie złożeniu m.in. do odpowiedzialnego organu administrującego państwa członkowskiego, w terminie do dnia 31 marca³⁴. Trudno sobie wyobrazić ocenę jego poprawności i kompletności bez wykorzystania zweryfikowanych wcześniej raportów emisji ze statków z danego okresu sprawozdawczego, których emisje składają się na ten raport. Taką kolejność postępowania potwierdza Dyrektywa ETS w preambule, w której wskazano, że podczas przeprowadzania weryfikacji na poziomie przedsiębiorstwa, weryfikator nie powinien weryfikować raportów emisji na poziomie statku „ponieważ raporty te mają już być zweryfikowane”.

Omówione powyżej dokumenty, tj. plan monitorowania emisji ze statku, raport emisji na poziomie statku i zagregowany raport na poziomie przedsiębiorstwa są składane za pośrednictwem systemu informatycznego THETIS-MRV. System ten będzie również umożliwiał komunikację między przedsiębiorstwami żeglugowymi a weryfikatorami oraz organami państw członkowskich.

Przyjęte rozwiązanie powinno w znacznym stopniu ułatwić przedsiębiorstwom żeglugowym wykonywanie ich obowiązków sprawozdawczych. Plany monitorowania i raporty emisji na poziomie

31 Nieporęcznie nazwany przez rozporządzenie 2015/757 „zagregowanymi danymi dotyczącymi emisji na poziomie przedsiębiorstwa”.

32 Taka sytuacja najczęściej będzie miała miejsce w odniesieniu do przedsiębiorstw żeglugowych, które posiadają wyłącznie drobnicowce. Podobnie sytuacja będzie wyglądała ze statkami typu offshore o pojemności brutto 5 000 jednostek i większej przed objęciem ich systemem EU ETS, co nastąpi po dniu 31 grudnia 2026 r.

33 Aktualny projekt wytycznych Komisji Europejskiej (The EU ETS and MRV Maritime General guidance for shipping companies, Guidance document No. 1, 3rd draft, 25 June 2024) nie odnosi się wprost do takiej sytuacji.

34 Państwo członkowskie może się zdecydować na wcześniejszy termin, ale nie wcześniejszy niż 28 lutego. Pierwsze zagregowane raporty zostaną złożone w 2025 r. za 2024 r.

statku muszą być składane do wielu podmiotów jednocześnie³⁵. Architektura systemu THETIS ma pozwolić na to, żeby zamieszczone plany monitorowania i raporty w systemie THETIS były widoczne dla wszystkich zainteresowanych podmiotów jednocześnie, jednakże dla dochowania terminów trzeba będzie mieć na uwadze, że zakończenie danego etapu (np. weryfikacji dokumentu) będzie wymagało od przedsiębiorstwa żeglugowego

wprowadzenia do systemu polecenia przekazania dokumentu do organu, żeby ten mógł wykonać swoje kompetencje – niezależnie od tego, że od samego początku organy będą mogły przeglądać dany dokument.

Poniżej obowiązki mechanizmu MRV i systemu EU ETS w odniesieniu do przedsiębiorstw żeglugowych – objętych i nieobjętych systemem EU ETS



* W zależności od okoliczności termin na złożenie wniosku o otwarcie rachunku w rejestrze Unii może upłynąć później niż termin złożenia niektórych planów monitorowania emisji ze statków objętych EU ETS. Oczywiście obowiązek złożenia wniosku o otwarcie rachunku w rejestrze Unii ma dla przedsiębiorstwa żeglugowego co do zasady charakter jednorazowy.

** W takim zagregowanym raporcie nie będą wymienione statki, których emisje wchodzą w zakres stosowania Dyrektywy ETS, natomiast zagregowane emisje gazów cieplarnianych ze wszystkich statków, które podlegają tej dyrektywie, będą wynosić 0

³⁵ Np. raporty emisji ze statku muszą być składane jednocześnie do odpowiedzialnego organu państwa członkowskiego, organu państwa bandery i do Komisji Europejskiej, a wcześniej są przedkładane weryfikatorowi.

Rozliczanie emisji z działalności w zakresie transportu morskiego

W przypadku rejsów z i do portu zawinięcia państwa członkowskiego lub działań w obrębie takich portów przedsiębiorstwo żeglugowe będzie zobowiązane do rozliczenia 100% emisji z tych działań. W przypadku rejsów z portu państwa członkowskiego do portu państwa trzeciego (lub na odwrót) rozliczeniu będzie podlegało 50% emisji. Docelowo jest to jedyny trwały czynnik łagodzący obowiązki rozliczeniowe przedsiębiorstw żeglugowych uczestniczących w systemie EU ETS.



Aby ograniczyć potencjalny proceder zawijania statków do portów poza Unią, w celu obejścia przepisów i przenoszenia działalności przeładunkowej do portów poza UE, unijny prawodawca wyłączył z definicji „portu zawinięcia” niektóre porty, które nienależną do państw członkowskich³⁶ w odniesieniu do kontenerowców (tzw. „sąsiadujące porty przeładunku kontenerów”).

Trzeba jednak mieć na uwadze, że aby ograniczyć potencjalny proceder zawijania statków do portów poza Unią, w celu obejścia przepisów i przenoszenia działalności przeładunkowej do portów poza UE, unijny prawodawca wyłączył z definicji „portu zawinięcia” niektóre porty, które nienależną do państw członkowskich w odniesieniu do kontenerowców (tzw. „sąsiadujące porty przeładunku kontenerów”). Aktualnie takie wyłączenie dotyczy tylko East Port Said i Tanger Med, ale ta lista może ulegać zmianom³⁷. Skutkiem powyższego wyłączenia jest to, że chociaż statek wpłynął do „sąsiadującego portu przeładunku”, to zakończy on swój rejs najczęściej

dopiero wtedy, gdy powróci do portu, z którego wypłynął lub wpłynie do innego portu zawinięcia. Jeżeli to będzie port państwa członkowskiego, wówczas przedsiębiorstwo żeglugowe będzie obowiązane do rozliczenia 100 % emisji z tego rejsu.



Mimo że wraz z włączeniem do systemu EU ETS transportu morskiego przewidziano dodatkowe uprawnienia do emisji, należy liczyć się z tym, że znacząco wzrośnie popyt na te uprawnienia. Działalność z zakresu transportu morskiego będzie rozliczana przy pomocy tych samych uprawnień do emisji (uprawnień ogólnych), którymi rozlicza się reszta uczestników EU ETS. Ponadto dla przedsiębiorstw żeglugowych nie przewidziano przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji.

Mimo że wraz z włączeniem do systemu EU ETS transportu morskiego przewidziano dodatkowe uprawnienia do emisji, należy liczyć się z tym, że znacząco wzrośnie popyt na te uprawnienia. Działalność z zakresu transportu morskiego będzie rozliczana przy pomocy tych samych uprawnień do emisji (uprawnień ogólnych), którymi rozlicza się reszta uczestników EU ETS. Ponadto dla przedsiębiorstw żeglugowych nie przewidziano przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji. Zainteresowanie przedsiębiorstw żeglugowych uprawnieniami sprzedawanymi na aukcji będzie wyraźnie mniejsze jedynie w 2025 r., ponieważ w odniesieniu do emisji z 2024 r. przedsiębiorstwa żeglugowe będą zobowiązane do rozliczenia tylko 40% zweryfikowanych emisji zaraportowanych za ten rok. W przypadku 2025 r. obowiązek umorzenia będzie dotyczył 70% emisji, natomiast w kolejnych latach będzie to już 100%.

³⁶ Te porty muszą się jednak znajdować w odległości nie większej niż 300 mil morskich od portu państwa członkowskiego. Ponadto wyłączenie to ma zastosowanie wyłącznie do postojów kontenerowców w portach poza Unią, w których przeładunek kontenerów stanowi większość ruchu kontenerowego. Ani Dyrektywa ETS, ani akty wydane na jej podstawie nie definiują pojęcia „kontenerowiec”. Taka definicja zawarta jest w Załączniku II do rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/757 („statek zaprojektowany wyłącznie do przewozu kontenerów w ładowniach i na pokładzie”).

³⁷ Lista zawarta jest w rozporządzeniu wykonawczym Komisji (UE) 2023/2297 z dnia 26 października 2023 r. określającym porty przeładunku kontenerów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 2297 z 27.10.2023).

Dyrektywa ETS przewiduje również odstępstwa (tzw. derogacje) od obowiązku rozliczenia emisji, które to odstępstwa wygasną po dniu 31 grudnia 2030 r. Zwolnione z obowiązku rozliczenia emisji w ww. okresie będą mogły być m.in. rejsy³⁸ na wyspy nieposiadające połączeń drogowych ani kolejowych z kontynentem, których liczba mieszkańców jest niższa niż 200 000³⁹, rejsy⁴⁰ między portami państw członkowskich, z których jedno nie ma granicy lądowej z państwem członkowskim, a drugie jest państwem członkowskim geograficznie najbliższym położonym do tego pierwszego⁴¹ oraz rejsy między portem znajdującym się w najbardziej oddalonym regionie państwa członkowskiego a portem znajdującym się w tym samym państwie⁴².

Przewidziano również możliwość zakwalifikowania emisji w odpowiednim zakresie jako „zerowej” w przypadku wykorzystania paliw spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do wykorzystania biomasy oraz w przypadku spełnienia kryteriów ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w przypadku wykorzystywania odnawialnych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego i pochodzących z recyklingu paliw węglowych – zgodnie z dyrektywą 2018/2001⁴³. Analogiczną możliwość prawodawca unijny przewidział w przypadku wykorzystywania syntetycznych paliw niskoemisyjnych⁴⁴, które spełniają kryteria ograniczenia emisji gazów cieplarnianych zgodnie z dyrektywą 2024/1788⁴⁵. Zastosowanie w raporcie współczynnika „0” dla emisji pochodzących z wykorzystania takich paliw pozwala na przyjęcie

fikcji, że ta emisja nie występuje, a zatem nie wymaga ona rozliczenia.

Sankcje za naruszenie obowiązków uczestnictwa w systemie EU ETS przez przedsiębiorstwa żeglugowe

Przewidziany w Dyrektywie ETS wymóg ustanowienia przez państwa członkowskie UE kar mających zastosowanie do naruszeń przepisów wdrażających tę dyrektywę został rozciągnięty również na sektor transportu morskiego. Oznacza to, iż ustawodawca powinien rozważyć wprowadzenie analogicznych sankcji, jak przewidziane w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych w stosunku do objętych już systemem EU ETS prowadzących instalacje i operatorów statków powietrznych. Oznaczałoby to wprowadzenie administracyjnych kar pieniężnych w stosunku do przedsiębiorstwa żeglugowego, którego statek prowadzi działalność w zakresie transportu morskiego bez zatwierdzonego planu monitorowania, przedsiębiorstwa żeglugowego, które nie wywiązuje się z obowiązku przedłożenia zagregowanego raportu lub rozliczenia wielkości emisji. Ustawodawca powinien również rozważyć, czy utrzymać niektóre kary przewidziane w ustawie o zanieczyszczeniu morza przez statki, czy np. ograniczyć je do statków nieobjętych Dyrektywą ETS.

Ponadto przedsiębiorstwa żeglugowe muszą mieć na uwadze, że niezależnie od tego jakie administracyjne kary pieniężne lub tym podobne środki państwa członkowskie przewidzą za niewywiązywanie się z obowiązku rozliczania wielkości emisji,

38 Wykonywane przez statki inne niż wycieczkowe statki pasażerskie lub statki pasażerskie typu ro-ro.

39 O ile wyspa taka znajduje się na specjalnej liście publikowanej przez Komisję Europejską.

40 Wykonywane przez statki inne niż wycieczkowe statki pasażerskie lub statki pasażerskie typu ro-ro.

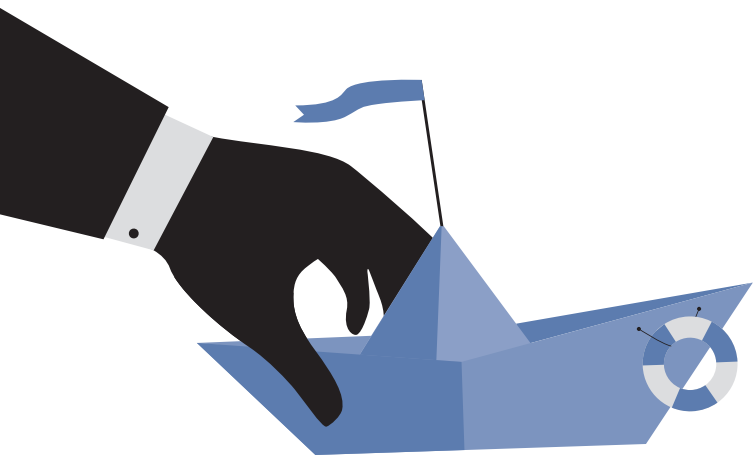
41 Jeżeli rejsy te odbywają się w ramach umowy o świadczenie transgranicznych usług publicznych lub w ramach transgranicznego obowiązku użyteczności publicznej.

42 We wszystkich trzech przypadkach zwolnieniu podlegają również działania statków w obrębie tych portów.

43 Dyrektywa Parlamentu 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 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.).

44 Są to spełniające odpowiednie kryteria paliwa gazowe i ciekłe, których wartość energetyczna pochodzi z wodoru niskoemisyjnego.

45 Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (Dz. Urz. UE L 1788 z 15.07.2024).



to Dyrektywa ETS przewiduje również w odniesieniu do wszystkich statków takich przedsiębiorstw szczególną sankcję. Jeżeli przedsiębiorstwo żeglugowe nie będzie spełniało obowiązków umarzenia uprawnień przez co najmniej dwa kolejne okresy sprawozdawcze⁴⁶, właściwy organ państwa członkowskiego portu przybycia⁴⁷ będzie uprawniony do wydania nakazu wydalenia w odniesieniu do statków należących do tego przedsiębiorstwa. W konsekwencji każde państwo członkowskie z wyjątkiem państwa, pod którego banderą pływa dany statek, będzie musiało odmówić przyjmowania w swoich portach statków, za które odpowiada ww. przedsiębiorstwo żeglugowe – do czasu wywiązania się przez to przedsiębiorstwo z obowiązku umorzenia uprawnień. Jedyne porty w państwach członkowskich, do których będą mogły wpłynąć statki tego przedsiębiorstwa, to porty państw bandery tych statków, jednakże wówczas takie państwo członkowskie będzie obowiązane zatrzymać ten statek do czasu wywiązania się przez przedsiębiorstwo z obowiązku umorzenia uprawnień.⁴⁸

Podsumowanie

Stosowanie się przez przedsiębiorstwo żeglugowe uczestniczące w systemie EU ETS do zaadresowanych do niego obowiązków polega na równoległym stosowaniu wymogów mechanizmu MRV oraz na stosowaniu się do obowiązków związanych z systemem EU ETS, które mają swoje źródło w zmiennej Dyrektywie ETS i w aktach wydanych na jej podstawie.

Przyjęta technika włączenia transportu morskiego do systemu EU ETS poprzez modyfikację istniejących przepisów dot. mechanizmu MRV z jednej strony oraz wprowadzenie nowych przepisów odnoszących się wyłącznie do uczestnictwa w systemie EU ETS z drugiej, prawdopodobnie spowoduje w praktyce wątpliwości dotyczące stosowania przepisów prawa Unii Europejskiej oraz trudności we wdrażaniu tych przepisów w ustawodawstwach państw członkowskich. Niektóre z tych problemów zostały zasygnalizowane w niniejszym artykule.

Włączenie transportu morskiego do systemu EU ETS, obok innych zmian wprowadzonych dyrektywą 2023/959, stanowi istotne dopełnienie istniejącego od lat systemu handlu poprzez ujęcie w nim, jak wskazują dane, kolejnego istotnego pod kątem uwalnianych emisji sektora gospodarki. Bez tego zabiegu znacznie utrudnione byłoby osiągnięcie przez Unię celu polegającego na ograniczeniu emisji netto gazów cieplarnianych w Unii o co najmniej 55% do roku 2030 w porównaniu z poziomami z 1990 r., celu polegającego na osiągnięciu neutralności klimatycznej najpóźniej do roku 2050 oraz przede wszystkim celu polegającego na osiągnięciu ujemnych emisji.

⁴⁶ I jeżeli inne zastosowane w tym czasie środki nie będą skuteczne.

⁴⁷ Na podstawie istniejących regulacji ustawy z dnia 16 marca 1995 r. o zapobieganiu zanieczyszczeniu morza przez statki będzie to najprawdopodobniej właściwy dyrektor urzędu morskiego.

⁴⁸ Podobną sankcję przewiduje rozporządzenie 2015/757 w przypadku niewywiązania się z obowiązków MRV, jednakże w tym przypadku nakaz wydalenia dotyczy tylko statku, w odniesieniu do którego nie są wypełniane obowiązki MRV, a nie wszystkich statków danego przedsiębiorstwa żeglugowego.

Biorąc pod uwagę rosnące ceny uprawnień do emisji, można mieć nadzieję, że objęcie transportu morskiego systemem EU ETS przynajmniej spowolni postępujący wzrost emisji pochodzącej z działalności w zakresie transportu morskiego. Można się również spodziewać dużo większego popytu na uprawnienia do emisji sprzedawanych na aukcji, zwłaszcza w czasie rozliczenia roku 2026 i następnych.

W tym miejscu należy również zwrócić uwagę na to, że spodziewana redukcja emisji gazów cieplarnianych w praktyce nie będzie dotyczyła wyłącznie Unii Europejskiej, ponieważ objęcie systemem EU ETS transportu morskiego powoduje, że jego skutki będą oddziaływać na armatorów z państw trzecich – o ile ich statki będą wykonywać rejsy, w których jednym z portów zawinięcia będzie port należący do państwa członkowskiego. W takiej sytuacji również armatorzy z państw trzecich mogą być zainteresowani stosowaniem technologii lub paliw niskoemisyjnych, co pozwoli im istotnie zmniejszyć zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji.



Spodziewana redukcja emisji gazów cieplarnianych w praktyce nie będzie dotyczyła wyłącznie Unii Europejskiej, ponieważ objęcie systemem EU ETS transportu morskiego powoduje, że jego skutki będą oddziaływać na armatorów z państw trzecich – o ile ich statki będą wykonywać rejsy, w których jednym z portów zawinięcia będzie port należący do państwa członkowskiego. W takiej sytuacji również armatorzy z państw trzecich mogą być zainteresowani stosowaniem technologii lub paliw niskoemisyjnych, co pozwoli im istotnie zmniejszyć zapotrzebowanie na uprawnienia do emisji.

Bibliografia i akty prawne:

1. The EU ETS and MRV Maritime General guidance for shipping companies, Guidance document No.1, 3rd draft, 25 June 2024, European Commission.
2. Pojęcia stosowane w statystyce publicznej, strona internetowa Głównego Urzędu Statystycznego <https://stat.gov.pl/metainformacje/slownik-pojec/pojecia-stosowane-w-statystyce-publicznej/798,pojecie.html#:~:text=Pojemno%C5%9B%C4%87%20rejestr%C5%9B%20brutto%20%2D%20obj%C4%99to%C5%9B%C4%87%20prze%C5%9B%20strzeni,%3D%202%2C83%20metr%C3%B3w%20sze%C5%9Bciennych.>
3. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. Urz. L 275 z 25.10.2003, s. 32, ze zm.).
4. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/29/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE w celu usprawnienia i rozszerzenia wspólnotowego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U. L 140, z 5.6.2009, str.63, ze zm.).
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/757 z dnia 29 kwietnia 2015 r. w sprawie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dwutlenku węgla z transportu morskiego oraz zmiany dyrektywy 2009/16/WE (Dz. Urz. UE L 123 z 19.5.2015, str. 55, ze zm.).
6. Dyrektywa Parlamentu 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 z 21.12.2018, s. 82, ze zm.).
7. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/957 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniające rozporządzenie (UE) 2015/757 w celu włączenia transportu morskiego do unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji oraz monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dodatkowych gazów cieplarnianych i emisji z dodatkowych typów statków (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s.105).
8. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. Urz. UE L 130 z 16.5.2023, s.134).
9. Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/2917 z dnia 20 października 2023 r. w sprawie działań weryfikacyjnych, akredytacji weryfikatorów i zatwierdzania planów monitorowania przez organy administrujące zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/757 w sprawie monitorowania, raportowania i weryfikacji emisji dwutlenku węgla z transportu morskiego i uchylającego rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2016/2072 (Dz. Urz. UE L 2917 z 29.12.2023).
10. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/2297 z dnia 26 października 2023 r. określające porty przeładunku kontenerów zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 2297 z 27.10.2023).
11. Rozporządzenie wykonawcze Komisji (UE) 2023/2599 z dnia 22 listopada 2023 r. ustanawiające zasady stosowania dyrektywy 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady w odniesieniu do administrowania przedsiębiorstwami żeglugowymi przez organy administrujące właściwe dla przedsiębiorstwa żeglugowego (Dz. Urz. UE L 2023/2599 z 23.11.2023).
12. Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2024/411 z dnia 30 stycznia 2024 r. w sprawie wykazu przedsiębiorstw żeglugowych wskazującego organ administrujący właściwy dla przedsiębiorstwa żeglugowego zgodnie z dyrektywą 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady (Dz. Urz. UE L 2024/411 z 31.01.2024).
13. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1788 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie wspólnych zasad rynków wewnętrznych gazu odnawialnego, gazu ziemnego i wodoru, zmieniająca dyrektywę (UE) 2023/1791 i uchylająca dyrektywę 2009/73/WE (Dz. Urz. UE L 1788 z 15.07.2024).
14. Ustawa z dnia 16 marca 1995 r. o zapobieganiu zanieczyszczaniu morza przez statki (Dz. U. z 2023 r. poz.1072 oraz z 2024 r. poz. 834).
15. Ustawa z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz. U. z 2024 r. poz. 1505).



Wszystko co chcielibyście wiedzieć o ETS2, ale nie wiecie jak zapytać.

Autorzy:

Przemysław Chrzan, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Sylwia Kryłowicz, Zastępca Kierownika, Zespół Rozdziału Uprawnień, KOBIZE

Wszystko co chcielibyście wiedzieć o ETS2, ale nie wiecie jak zapytać.

Słowa kluczowe:



Autor:
Przemysław Chrzan



Autor:
Sylwia Kryłowicz

Do opinii publicznej coraz częściej przebija się temat tzw. ETS2 oraz kosztów, jakie poniesie społeczeństwo w związku z wprowadzeniem tego mechanizmu – wiele z nich fragmentarycznych, nastawionych na wzbudzenie niepokoju. Niniejszy artykuł przybliży tematykę z tym związaną oraz szkicuje obraz mechanizmów działających w ramach polityki klimatycznej Unii Europejskiej. Opisuje sam mechanizm handlu emisjami, zakres ETS2 oraz stara się oszacować koszty z niego wynikające dla przeciętnego odbiorcy, czyli użytkownika paliw kopalnych.

“

Myśląc o systemie handlu uprawnieniami do emisji, zazwyczaj przykuwamy uwagę do słowa „handel”, jednakże znacznie ważniejszym jest tutaj słowo „system”.

W artykule staramy się zwrócić uwagę, jak ważne jest rozsądne i mądre wydatkowanie środków pozyskanych z systemu handlu emisjami i ich przeznaczenie na inwestycje mające ograniczyć wzrost kosztów polityki klimatycznej w przyszłości.

EU ETS, wprowadzenie do ETS2

ETS2 jest jednym z elementów unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dwutlenku węgla. Dlatego też, aby w pełni zobrazować zasady działania ETS2, należy we wstępie opisać otoczenie w jakim będzie funkcjonował, czyli sam system handlu uprawnieniami do emisji CO₂.

System handlu uprawnieniami do emisji CO₂ to główny mechanizm pakietu Fit For 55¹ i unijnej polityki klimatycznej mający w założeniu ograniczać

emisje gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Obszarów działań w ramach Fit For 55 jest znacznie więcej, jednakże w tym artykule skupiamy się na handlu uprawnieniami do emisji.

EU ETS / EU Emissions Trading System / Europejski system handlu uprawnieniami do emisji. System działa od 2005 r. i jest głównym mechanizmem Unii w zakresie obniżenia emisji gazów cieplarnianych. W skali Europy obejmuje ok 10 tys. instalacji² emitujących CO₂ i inne gazy cieplarniane takie jak m.in. podtlenek azotu czy perfluorowęglowodory³.

1 Więcej informacji na stronach Komisji Europejskiej: https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl, dostęp: 26.11.2024 r.).

2 Komisja Europejska. (04.2024 r.). *List of operators in the EU ETS.* (https://climate.ec.europa.eu/document/download/ab2c1214-decb-40bc-bb0d-d37f080bde-bd_en?filename=policy_ets_registry_operators_ets_en.xlsx, dostęp: 26.11.2024 r.)

3 Emisja z gazów cieplarnianych innych niż CO₂ jest przeliczana na ekwiwalent emisji CO₂, który uwzględnia potencjał tworzenia efektu cieplarnianego danego gazu w przeliczeniu na dwutlenek węgla. Dla ułatwienia w tekście używamy określenia emisja CO₂, chociaż oznacza to ekwiwalent.

W Polsce aktualnie w EU ETS uczestniczy ok. 560 instalacji, chociaż w 2005 r. było ich ponad tysiąc. Udział w EU ETS jest obowiązkowy dla instalacji spełniających odpowiednie kryteria. Są to duże instalacje przemysłowe takie jak: elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie o mocy powyżej 20 MW w paliwie, duże instalacje w przemyśle: rafineryjnym, hutniczym, chemicznym, szklarskim, ceramicznym, papierniczym, cementowym, wapienniczym. Dodatkowo w zakres EU ETS wchodzi lotnictwo, a od 2026 r. transport morski. Progi obowiązkowego uczestnictwa zostały określone w Dyrektywie EU ETS⁴. Idea EU ETS polega na tym, że właściciel objętej systemem instalacji, co roku raportuje emisje gazów cieplarnianych w przeliczeniu na CO₂. Następnie jest zobowiązany, pod groźbą kary finansowej, umorzyć uprawnienia do emisji w liczbie pokrywającej emisje tej instalacji. Uprawnienia do emisji można kupić od Państwa członkowskiego UE na specjalnej aukcji, kupić od innych uczestników EU ETS lub zaoszczędzić obniżając emisję. A więc im mniej emitujesz tym mniej musisz kupić uprawnień do emisji. Co roku na rynku dostępne jest coraz mniej uprawnień do emisji CO₂. Powinny więc być coraz droższe i stymulować chęć ograniczenia emisji przez właścicieli instalacji. Część uprawnień do emisji jest przyznawana bezpłatnie przez państwo członkowskie UE. Bezpłatne uprawnienia do emisji przydzielane są na takich samych zasadach każdej instalacji w Unii. Początkowo przed 2012 r., bezpłatne uprawnienia do emisji były przyznawane na większość emisji rzeczywistych. Od 2013 r. wprowadzono technologiczne kryterium obliczania bezpłatnych uprawnień w oparciu o tzw. benchmarki dla najmniej emisyjnych technologii. Nastąpił nagły spadek liczby przyznawanych bezpłatnie uprawnień, co doprowadziło do nagłego wzrostu cen uprawnień.

Dla przykładu, ciepłownia opalana węglem ma rzeczywistą jednostkową emisję CO₂ na poziomie ok. 100 t CO₂ na teradzul (TJ) wyprodukowanego

ciepła. Bezpłatnych uprawnień dostaje w kwocie 15 t CO₂/TJ. Jak łatwo policzyć musi dokupić 85 t CO₂/TJ, żeby umorzyć uprawnieniami swoje emisje. Jeżeli tego nie zrobi właściciel ciepłowni dostanie karę w wysokości ponad 100 EUR za t CO₂ i dodatkowo w dalszym ciągu będzie musiał umorzyć zaległe uprawnienia. Rzeczywista emisja zależy w przypadku produkcji ciepła, oprócz technologii wytwarzania, w głównej mierze od paliw spalanych podczas produkcji, gdzie węgiel jest jednym z najbardziej emisyjnych. Emisja odpowiednio maleje jeżeli do produkcji ciepła wykorzystywany jest gaz i wynosi zero w przypadku wykorzystania biomasy. Jednakże w przypadku biomasy, aby wykazać zerową emisję należy spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju. Innymi słowy biomasa musi posiadać odpowiedni certyfikat. Z drugiej strony bezpłatne uprawnienia do emisji są przyznawane niezależnie od wykorzystanych paliw, lecz jak wspomnieliśmy wcześniej, w oparciu o technologiczne benchmarki. Tyle samo bezpłatnych uprawnień dostanie instalacja produkująca ciepło w oparciu o węgiel, gaz czy biomasę. Zatem przy wykorzystaniu bardziej emisyjnego paliwa trzeba dokupić więcej uprawnień, aby pokryć swoje rzeczywiste emisje. EU ETS co do zasady ma być mechanizmem zachęcającym do obniżenia emisyjności, tak więc instalacje zeroemisyjne lub inaczej mówiąc nie powodujące emisji CO₂ nie są objęte systemem. W myśl najnowszych zmian, od 2026 r. EU ETS nie będą objęte instalacje których emisja z biomasy (odpowiednio liczona) stanowi więcej niż 95% ich całkowitych emisji.

Zobrazujmy ogólny poziom kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji. Załóżmy, że mała ciepłownia objęta EU ETS w Polsce, zasilająca sieć ciepłowniczą, produkuje ok. 200 TJ ciepła rocznie. Przy wykorzystaniu węgla emituje ok. 20 tys. t CO₂, bezpłatnie dostaje ok. 3 tys. uprawnień. Aby pokryć swoje emisje musi kupić 17 tys. uprawnień. Przy

⁴ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i rady ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, tekst jednolity.

cenie uprawnień oscylującej w okolicach 70 EUR za uprawnienie, właściciel takiej ciepłowni musi wydać na umorzenie emisji rocznie ok. 1,2 mln EUR. Te pieniądze są wliczone w taryfę dla odbiorców ciepła. Trochę inaczej jest z producentami energii elektrycznej. W związku z faktem, iż na produkcję energii elektrycznej nie przysługują żadne bezpłatne uprawnienia, klasyczna elektrownia musi kupić uprawnienia niezbędne na pokrycie praktycznie całej swojej emisji związanej z produkcją energii elektrycznej. Największa polska elektrownia, opalana węglem brunatnym, co roku musi zakupić ok. 30 mln uprawnień do emisji CO₂, co przy cenie 70 EUR za uprawnienie oznacza koszty rzędu 2,1 mld EUR rocznie⁵. Te pieniądze są wliczone w taryfę dla odbiorców energii elektrycznej. Pieniądze pozyskane przez państwo ze sprzedaży uprawnień do emisji powinny być wydatkowane w określony przepisami sposób na cele związane z polityką klimatyczną. Jednakże jak wykazał raport Najwyższej Izby Kontroli o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych⁶ ta część „systemu” wymaga jeszcze poprawy.

To co nie wchodzi w zakres EU ETS nazwijmy roboczo „nie-ETS”. W dużym uproszczeniu „nie-ETS” to mniejsze zakłady przemysłowe (poniżej progów uczestnictwa w EU ETS), transport, ogrzewanie budynków mieszkalnych w tym jednorodzinnych (jeżeli nie są już ogrzewane ciepłem wyprodukowanym w ramach EU ETS), rolnictwo. Koszty uczestnictwa w EU ETS są większe do kosztów emisji w „nie-ETS”, gdyż, przynajmniej w przypadku Polski, w „nie-ETS” nie ma współmiernych do EU ETS opłat związanych z emisją CO₂. Dla przykładu lokalna ciepłownia zasilana węglem, objęta EU ETS, dostarczająca ciepło do sieci ciepłowniczej ponosi koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂, które przenosi na odbiorców jej ciepła. Zlokalizowana w innej części miasta ciepłownia nie spełniająca progów objęcia EU ETS, nie

ponosi kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji (ponosi mniejsze koszty związane z lokalnymi opłatami za korzystanie ze środowiska). Dopóki nie zwiększy mocy powyżej 20 MW, nie wejdzie do EU ETS, który w przypadku pierwszej ciepłowni powinien działać w sposób zachęcający do inwestycji w mniej emisyjne źródła ciepła. Więc oprócz zaburzenia konkurencyjności gospodarczej na lokalnym rynku mamy również do czynienia z nieefektywnością unijnej polityki ograniczenia emisji. Między innymi dlatego, w celu „uszczelnienia” EU ETS, powstał ETS2.

ETS2, podstawowe zasady

W 2023 r. zmianą Dyrektywy rozszerzono EU ETS o budownictwo, transport drogowy i inne sektory. Robocza nazwa to ETS2. Po wprowadzeniu ETS2 każdy obywatel Unii Europejskiej wykorzystujący paliwa kopalne zapłaci za emisję CO₂. Jest to swego rodzaju rewolucja w finansowaniu transformacji klimatycznej, gdyż do tej pory opłatą za emisję CO₂ obciążone były duże zakłady przemysłowe i to odbiorca produkowanej przez te zakłady energii elektrycznej, ciepła czy innych produktów i towarów płacił za



Po wprowadzeniu ETS2 każdy obywatel Unii Europejskiej wykorzystujący paliwa kopalne zapłaci za emisję CO₂. Jest to swego rodzaju rewolucja w finansowaniu transformacji klimatycznej, gdyż do tej pory opłatą za emisję CO₂ obciążone były duże zakłady przemysłowe i to odbiorca produkowanej przez te zakłady energii elektrycznej, ciepła czy innych produktów i towarów płacił za emisję wliczoną w cenę towaru, jednak nie wnosił tej opłaty bezpośrednio.

5 Wg danych z rejestru uprawnień, Komisja Europejska, (EUROPA – Environment – Kyoto Protocol – European Union Transaction Log. (<https://ec.europa.eu/clima/ets/welcome.do?languageCode=en>, dostęp 26.11.2024 r.)

6 NIK o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych – Najwyższa Izba Kontroli, (<https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/uprawnienia-do-emisji-gazow-cieplarnianych.html>, dostęp 26.11.2024 r.)

emisję wliczoną w cenę towaru, jednak nie wnosił tej opłaty bezpośrednio. Wraz z wejściem ETS2 dostawca paliwa naliczy odpowiednią opłatę emisyjną dla kupującego to paliwo. Jednak opłaty w ramach podstawowego ETS i ETS2 nie mogą się pokrywać, więc jeżeli np. odbiorca ciepła jest zasilany przez ciepłownię objętą podstawowym ETS, nie poniesie dodatkowych opłat związanych z ETS2. W praktyce jeżeli chodzi o ogrzewanie, koszty ETS2 poniosą m.in. odbiorcy ciepła zasilani z ciepłowni nie objętej podstawowym ETS lub zakupujący paliwo samodzielnie w celu ogrzewania.

Uczestnikami ETS2 będą dostawcy paliw, oni będą rozliczać „emisję wprowadzoną na rynek wraz z paliwem”.⁷ Taki dostawca paliwa będący uczestnikiem ETS2 w myśl przepisów nazywa się „podmiotem objętym regulacją”. W porównaniu do podstawowego ETS gdzie emitenci rozliczają swe emisje, w ETS2 to dostawcy paliw będą rozliczać ile emisji wprowadzili na rynek w paliwie. Od 2025 r. podmioty objęte regulacją będą, co roku raportować ile paliwa dopuścili do konsumpcji i obliczać emisję CO₂ z tym związaną. Od 2027 r. będą umierać uprawnienia do emisji w liczbie pokrywającej emisje (chyba, że w danym kraju istnieje już inny podatek od CO₂ w kwocie przynajmniej równoważnej uprawnieniom). Uczestnicy ETS2 uprawnienia będą kupować na aukcjach organizowanych przez państwo (odrębne od aukcji w ramach podstawowego ETS). Dochody z aukcji zasilą ściśle określone działania związane z transformacją klimatyczną oraz Społeczny Fundusz Klimatyczny (ang. Social Climate Fund). ETS2 nie obejmuje paliw już spalanych w ramach podstawowego ETS, paliw zeroemisyjnych oraz odpadów komunalnych będących paliwem. Obejmie emisje CO₂ z paliw wykorzystywanych do ogrzewania budynków, w transporcie drogowym



Uczestnikami ETS2 będą dostawcy paliw, oni będą rozliczać „emisję wprowadzoną na rynek wraz z paliwem”.

(z wyjątkiem pojazdów rolniczych) oraz w przemyśle poniżej progów wejścia do podstawowego ETS.

Sektory objęte ETS2

W zakres ETS2 wchodzi dopuszczanie do konsumpcji paliw w następujących sektorach (jeżeli te paliwa nie są wykorzystywane już w ramach podstawowego ETS):

- Sektor budowlany,
- Sektor transportu drogowego,
- Sektory dodatkowe.

Sektor budowlany i sektor transportu drogowego

Zakres sektorów określono bardzo szczegółowo. Źródłami emisji w sektorze budowlanym i sektorze transportu drogowego są:

- elektrociepłownie (kod kategorii źródła 1A1a ii⁸) i ciepłownie (kod kategorii źródła 1A1a iii) pod warunkiem, że produkują ciepło na potrzeby ogrzewania mieszkań oraz usług komercyjnych i publicznych. W zakres usług komercyjnych i publicznych wchodzi m.in. sklepy, hurtownie, hotele, restauracje, szkoły, placówki zdrowia, lokale usługowe,⁹

⁷ Zasadniczo dotyczy to dostawcy paliwa ostatniego w łańcuchu akcyzy, czyli dostarczającego paliwo bezpośrednio konsumentowi.

⁸ Według załącznika nr III do dyrektywy EU ETS, który określa zakres sektorów objętych ETS2, są to źródła emisji zdefiniowane w wytycznych IPCC dotyczących krajowych wykazów gazów cieplarnianych z 2006 r. (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, dostęp: 26.11.2024 r.)

⁹ Wytyczne IPCC z kolei powołują się na klasyfikację ISIC (International Standard Industrial Classification of All Economic Activities Revision 3.1, dostęp 26.11.2024 r.) w której szczegółowo określono zakres każdej kategorii usług.

- paliwa bezpośrednio wykorzystane do ogrzewania mieszkań (kod kategorii źródła 1A4b),
- paliwa bezpośrednio wykorzystane w usługach komercyjnych i publicznych (kod kategorii źródła 1A4a),
- transport drogowy (kod kategorii źródła 1A3b), z wyjątkiem korzystania z pojazdów rolniczych na drogach utwardzonych.

Sektor budowlany i sektor transportu drogowego dotyczy ogrzewania przestrzeni oraz transportu drogowego. W zakresie ogrzewania, do ETS2 wejdzie zarówno dostarczanie paliwa do lokalnej ciepłowni będącej poza progami uczestnictwa

w klasycznym ETS, jak i dostarczanie paliwa bezpośrednio do ogrzewania domu (np. skład węgla lub dostawca gazu do wspólnoty mieszkaniowej z własną kotłownią).

Sektory dodatkowe

Źródłami emisji w sektorach dodatkowych są:

- przemysł energetyczny (kod kategorii źródła 1A1), z wyłączeniem kategorii objętych już jako sektor budownictwa,
- przemysł wytwórczy i budownictwo (kod kategorii źródła 1A2),

RYСУNEK 1. SZCZEGÓŁOWY ZAKRES SEKTORÓW DODATKOWYCH OBJĘTYCH ETS2.

Przemysł energetyczny (kod IPCC kategorii źródła 1A1)

- Spalanie paliw w przemyśle wydobywczym i energetycznym
- Wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła
- Produkcja paliw: rafinerie, koksownie, inne

Przemysł wytwórczy i budownictwo (kod IPCC kategorii źródła 1A2)

- Żelazo i Stal (ISIC Group 271 i Class 2731)
- Metale nieżelazne (ISIC Group 272 i Class 2732)
- Chemikalia (ISIC Division 24)
- Masa celulozowa, papier (ISIC Divisions 21, 22)
- Przetwórstwo żywności, napoje i tytoń (ISIC Divisions 15, 16)
- Przemysł mineralny - produkty takie jak szkło, ceramika, cement itp. (ISIC Division 26)
- Urządzenia transportowe (ISIC Divisions 34 and 35)
- Maszyny - wyroby metalowe, maszyny i urządzenia inne niż sprzęt transportowy (ISIC Divisions 28, 29, 30, 31, 32)
- Górnictwo (z wyłączeniem paliw) i wydobywanie (ISIC Divisions 13, 14)
- Drewno i wyroby z drewna (ISIC Division 20 1 A 2 k Construction ISIC Division 45)
- Tekstylia i skóra (ISIC Divisions 17, 18, 19)
- Każda branża produkcyjna/budowlana nieujęta powyżej lub dla której nie są dostępne oddzielne dane (ISIC Divisions 25, 33, 36, 37)

Źródło: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories

Sektory dodatkowe w ETS2 obejmują zatem tę część przemysłu, która nie jest objęta podstawowym ETS. W praktyce sektory w których dochodzi do energetycznego spalania paliw dotychczas nieobjęte ETS będą objęte ETS2. Należy o tym wspomnieć,

ponieważ w ogólnej opinii panuje przekonanie, iż ETS2 objęte będzie wyłącznie ogrzewanie mieszkań i transport, pomijane są natomiast sektory dodatkowe.

ETS2 – ile to emisji?

Według danych zawartych w Krajowym raporcie inwentaryzacyjnym 2024 – Inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988–2022¹⁰ całkowita emisja gazów cieplarnianych w 2022 r. wyniosła w Polsce 380,51 mln ton ekw. CO₂ w tym 342,97 mln t ekw. CO₂ to emisje z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych. Emisja w 2022 r. z instalacji objętych EU ETS w Polsce wyniosła 184,15 mln ton ekw. CO₂¹¹. Jeżeli od emisji całkowitej z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych odejmiemy emisję z instalacji objętych EU ETS, to

potencjalny zakres ETS2 mógłby wynosić w Polsce ok. 158,82 mln ton ekw. CO₂.

W skali Unii Europejskiej, w oparciu o dostępne dane o emisji za 2021 r.¹² całkowita emisja gazów cieplarnianych w 2021 r. wyniosła w UE 3 468,4 mln ton ekw. CO₂ w tym 2 980,7 mln t ekw. CO₂ to emisje z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych. Emisja w 2021 r. z instalacji objętych EU ETS w UE wyniosła 1 336,7 mln ton ekw. CO₂¹³. Jeżeli od emisji całkowitej z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych odejmiemy emisję z instalacji objętych EU ETS, to potencjalny zakres ETS2 mógłby wynosić w UE ok. 1 644 mln ton ekw. CO₂.

TABELA 1 OSZACOWANIE POTENCJALNEGO ZAKRESU ETS2 W SKALI UE

Całkowita emisja GHG w UE w 2021 r.	3 468	mln ton ekw. CO ₂
w tym emisje z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych	2 981	
Emisja z instalacji objętych EU ETS w UE w 2021 r.	1 337	
Potencjalny zakres ETS2 w UE	1 644	

TABELA 2 OSZACOWANIE POTENCJALNEGO ZAKRESU ETS2 W SKALI POLSKI

Całkowita emisja GHG w Polsce w 2022 r.	381	mln ton ekw. CO ₂
w tym emisje z energetycznego spalania paliw, transportu i procesów przemysłowych	343	
Emisja z instalacji objętych EU ETS w Polsce w 2022 r.	184	
Potencjalny zakres ETS2 w Polsce	159	

¹⁰ Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2024 (https://kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/krajowa_inwentaryzacja_emisji/NIR_2024_raport_syntetyczny_PL.pdf, dostęp: 26.11.2024 r.).

¹¹ EU Emissions Trading System (ETS) data viewer – European Environment Agency (<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, dostęp: 26.11.2024 r.).

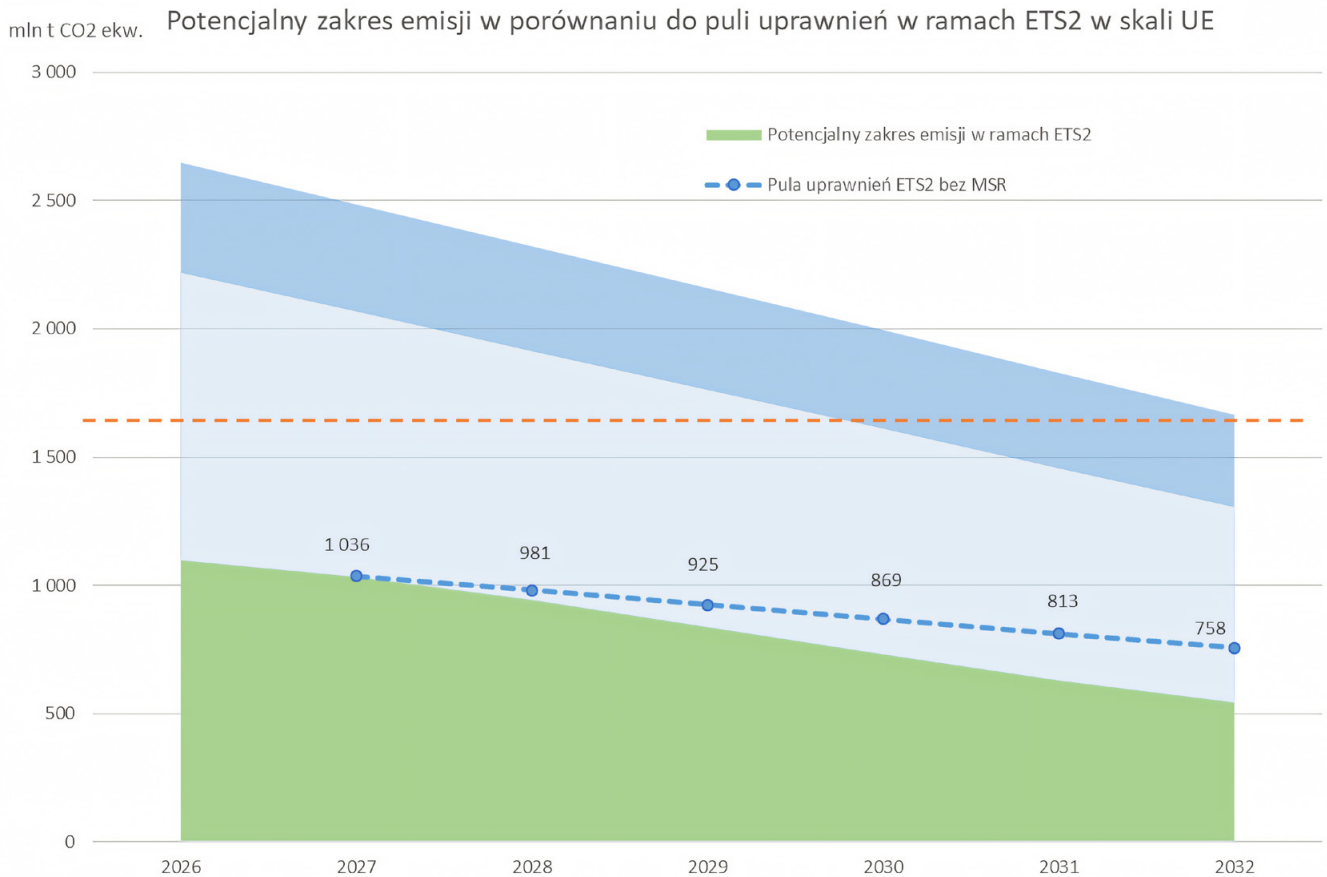
¹² Greenhouse Gas Inventory Data – GHG Profiles – Annex I (https://di.unfccc.int/ghg_profile_annex1, dostęp: 26.11.2024 r.).

¹³ EU Emissions Trading System (ETS) data viewer – European Environment Agency (<https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, dostęp: 29.09.2024 r.).

Mając na uwadze cel klimatyczny Unii Europejskiej na 2040 r.¹⁴ polegający na redukcji emisji o 90% do 2040 względem roku 1990, można pokusić się o oszacowanie zapotrzebowania na uprawnienia w ETS2. Zakładając liniową ścieżkę ograniczenia

emisji zgodną z celem klimatycznym (co w praktyce może się nie wydarzyć i emisja może być większa), oszacowano potencjalny zakres emisji ETS2 i porównano z pulą uprawnień które będą dostępne do sprzedaży na aukcjach w ramach ETS2¹⁵.

RYSUNEK 2. POTENCJALNY ZAKRES EMISJI W PORÓWNIANIU DO PULI UPRAWNIEŃ W RAMACH ETS2 W SKALI UE



Źródło: Obliczenia własne KOBiZE.

W perspektywie lat 2026–2032 może okazać się, iż uprawnień do emisji jest więcej niż wyniesie poziom emisji. Na razie to bardzo zgrubne szacunki, w których założono, że mechanizmy handlu uprawnieniami do emisji zadziałają i emisja będzie jednak spadać. Jeżeli poziom emisji z ETS2 utrzymałby się na poziomie z 2021 r. wtedy mielibyśmy do czynienia z niedoborem uprawnień. Niemniej jednak dopiero dane o emisjach za 2024, 2025 i 2026 rok rozliczane

już według zasad ETS2 pokażą bardziej precyzyjny zakres emisji. Jeżeli emisja w ETS 2 okaże się większa od szacunków, wtedy wzrost ceny uprawnień w dłuższej perspektywie powinien zadziałać stymulująco na ograniczanie emisji. Z wykresu można również wywnioskować, iż jeżeli nie zostaną podjęte żadne działania na rzecz ograniczenia emisji CO₂ w ETS2, różnica pomiędzy emisją a liczbą dostępnych uprawnień będzie coraz większa. Niedobór

¹⁴ Więcej informacji 2040 climate target – European Commission (dostęp: 26.11.2024 r.)

¹⁵ System ETS2: szanse i wyzwania dla Polski w kontekście transformacji energetycznej i celów klimatycznych UE, GO₂50 Nr 05/2024 Robert Jeszke, Izabela Lewarska, Sebastian Lizak



Jeżeli nie zostaną podjęte żadne działania na rzecz ograniczenia emisji CO₂ w ETS2, różnica pomiędzy emisją a liczbą dostępnych uprawnień będzie coraz większa. Niedobór uprawnień na rynku doprowadzi z kolei do wzrostu ceny uprawnień. Już teraz wyraźnie widać jak ważne jest rozsądne wydatkowanie pozyskanych środków na inwestycje ograniczające emisję CO₂ w przyszłości.

uprawnień na rynku doprowadzi z kolei do wzrostu ceny uprawnień. Już teraz wyraźnie widać jak ważne jest rozsądne wydatkowanie pozyskanych środków na inwestycje ograniczające emisję CO₂ w przyszłości. Wszelkie szacunki ceny uprawnień w dłuższej perspektywie czasowej powinny brać to pod uwagę.

Należy również pamiętać o rezerwie MSR, czyli 600 mln uprawnień, która zostanie uruchomiona przed 2030 r. w przypadku nadmiernego wzrostu cen uprawnień.

Paliwa objęte ETS2

Na potrzeby ETS2 przyjęto definicję „paliwa” – każdy produkt energetyczny, o którym mowa w art. 2 ust. 1 dyrektywy 2003/96/WE, w tym paliwa wymienione w tabeli A i tabeli C załącznika I do tej dyrektywy oraz każdy inny produkt przeznaczony do wykorzystania, oferowany do sprzedaży lub wykorzystywany, jako paliwo silnikowe lub paliwo do ogrzewania określone w art. 2 ust. 3 tej dyrektywy, w tym również do produkcji energii elektrycznej.

Z zakresu ETS2 wyłączone:

- dopuszczenie do konsumpcji paliw wykorzystywanych już w EU ETS,

- dopuszczenie do konsumpcji paliw o współczynniku emisji równym zero,
- dopuszczenie do konsumpcji odpadów niebezpiecznych lub komunalnych wykorzystywanych jako paliwo.

W związku z szeroką definicją paliwa, łatwiej jest określić, które paliwa nie będą objęte ETS2, czyli ETS2 nie będą objęte następujące paliwa:

- torf,
- odpady wykorzystywane jako paliwa (odpady niebezpieczne lub komunalne wykorzystywane jako paliwa, co wyraźnie wyłączone z zakresu ETS2 w załączniku III do dyrektywy),
- paliwa pochodzące z odpadów (stosowane głównie w instalacjach EU ETS),
- biomasa stała (np. paliwa drewnopochodne),
- węgiel drzewny.

Uprawnienia do emisji i wydatkowanie środków z ETS2

Zgodnie z zapisami Dyrektywy EU ETS państwa członkowskie UE zapewniają¹⁶, aby począwszy od 2025 r. każdy podmiot objęty regulacją monitorował w każdym roku kalendarzowym poziom emisji odpowiadający ilościom paliw dopuszczonych do konsumpcji w ramach ETS2. Począwszy od 2026 r., państwa członkowskie zapewniają również, aby każdy podmiot objęty regulacją zgłosił te emisje właściwemu organowi w następnym roku. Państwa członkowskie UE zapewniają, aby każdy podmiot objęty regulacją, który w dniu 1 stycznia 2025 r. posiadał zezwolenie, zgłosił swoje emisje historyczne za 2024 r. do dnia 30 kwietnia 2025 r. Od dnia

¹⁶ Dyrektywa EU ETS wymaga aby przepisy w zakresie ETS2 zostały transponowane do prawa krajowego do 30 czerwca 2024 r. W momencie publikacji tego tekstu trwają prace nad wprowadzeniem stosownych przepisów w polskim prawie.

1 stycznia 2028 r. państwa członkowskie UE zapewniają, aby co roku do dnia 31 maja podmiot objęty regulacją umorzył liczbę uprawnień objętych niniejszym rozdziałem stanowiącą równowartość łącznej ilości emisji tego podmiotu objętego regulacją odpowiadającej ilości paliw dopuszczonych do konsumpcji w ramach ETS2 w poprzednim roku kalendarzowym.

Od 2027 r. lub od 2028 r. uprawnienia w ramach ETS2 będą sprzedawane na aukcji odrębnej od uprawnień objętych ETS (nie będzie żadnych bezpłatnych przydziałów jak jest w przypadku podstawowego ETS). Sprzedaż uprawnień objętych ETS2 na aukcji rozpocznie się od 2027 r. lub od 2028 r. jeżeli spełnione zostaną specyficzne warunki, o których w dalszej części tekstu. W 2027 roku 600 mln uprawnień objętych ETS2 trafi do rezerwy stabilności rynkowej (ang. Market Stability Reserve)¹⁷, 150 mln

uprawnień będzie podlegać sprzedaży na aukcji, a wszystkie przychody z tych aukcji będą przekazane do 2032 r. Społecznemu Funduszowi Klimatycznemu¹⁸. Z pozostałej liczby uprawnień – aby wygenerować maksymalną kwotę 65 mld EUR – Komisja Europejska zapewni sprzedaż na aukcji dodatkowej liczby uprawnień ETS2, a dochody z tych aukcji będą udostępniane do 2032 r. Społecznemu Funduszowi Klimatycznemu.

Przewidziano również specjalny mechanizm, mający przeciwdziałać nadmiernemu wzrostowi cen uprawnień. Jeżeli przez okres dłuższy niż trzy kolejne miesiące średnia cena uprawnień na aukcjach w ramach ETS2 będzie ponad dwukrotnie wyższa niż średnia cena uprawnień na aukcjach w okresie poprzednich sześciu kolejnych miesięcy, Komisja Europejska uwalnia 50 mln uprawnień z rezerwy stabilności rynkowej



¹⁷ Specjalna rezerwa, z której uwalniane są uprawnienia w celu przeciwdziałania nadmiernemu wzrostowi cen uprawnień na aukcji.

¹⁸ Więcej informacji na temat Społecznego Funduszu Klimatycznego: Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060

(MSR). W latach 2027 i 2028, czyli pierwszych latach funkcjonowania aukcji, Komisja Europejska uwolni uprawnienia z rezerwy stabilności rynkowej, jeżeli przez ponad trzy kolejne miesiące średnia cena uprawnień będzie wyższa niż 1,5-krotność średniej ceny uprawnień w okresie odniesienia obejmującym poprzednich sześć kolejnych miesięcy. Jeżeli średnia cena uprawnień ETS2 w okresie kolejnych dwóch miesięcy przekroczy 45 EUR, z rezerwy stabilności rynkowej zostanie uwolnionych 20 mln uprawnień. Jeżeli średnia cena uprawnień ETS2 będzie ponad trzykrotnie wyższa niż średnia cena uprawnień w okresie poprzednich sześciu kolejnych miesięcy, z rezerwy stabilności rynkowej zostanie uwolnionych 150 mln uprawnień do emisji ETS2.

Co do zasady mechanizm ten ma przeciwdziałać wzrostowi ceny uprawnień w ETS 2 ponad 45 EUR. W rezerwie stabilności rynkowej do końca 2030 r. będzie dostępne 600 mln uprawnień do wykorzystania w takich przypadkach. Jeżeli te środki zostaną w całości wykorzystane do regulacji ceny uprawnień, cena uprawnienia może znacząco przekroczyć progi bezpieczeństwa.

Poza Społecznym Funduszem Klimatycznym, państwa członkowskie UE określają sposób wykorzystywania dochodów ze sprzedaży uprawnień na aukcji w ramach następujących działań:

- środki mające przyczynić się do obniżenia emisyjności systemów ciepłowniczych i chłodniczych w budynkach lub ograniczenia zapotrzebowania energetycznego budynków,
- środki służące wsparciu finansowemu gospodarstw domowych o niskich dochodach w budynkach o najgorszej charakterystyce energetycznej,



Sektory dodatkowe w ETS2 obejmują zatem tę część przemysłu, która nie jest objęta podstawowym ETS. W praktyce sektory w których dochodzi do energetycznego spalania paliw dotychczas nieobjęte ETS będą objęte ETS2. Należy o tym wspomnieć, ponieważ w ogólnej opinii panuje przekonanie, iż ETS2 objęte będzie wyłącznie ogrzewanie mieszkań i transport, pomijane są natomiast sektory dodatkowe.

- środki mające przyspieszyć proces upowszechniania pojazdów bezemisyjnych,
- wsparcie finansowe na rzecz ustanowienia w pełni interoperacyjnej infrastruktury tankowania i ładowania pojazdów bezemisyjnych,
- środki zachęcające do przechodzenia na transport publiczny,
- środki wsparcia finansowego służące rozwiązaniu problemów społecznych napotykanym przez użytkowników transportu o niskich lub średnich dochodach,
- finansowanie planu społeczno-klimatycznego¹⁹,
- zapewnianie rekompensaty finansowej konsumentom końcowym paliw w przypadkach, gdy nie było możliwe uniknięcie podwójnego liczenia emisji.

Całkowita pula uprawnień w Unii dostępnych na aukcji w ramach ETS2 w latach 2026–2032 bez uwzględnienia rezerwy stabilności rynkowej wynosi 5,232 mld uprawnień²⁰. Wartość rynkowa tych uprawnień do emisji obliczona przy średniej ważonej

19 Plan wydatkowania środków ze Społecznego Funduszu Klimatycznego opracowywany przez każde państwo członkowskie na mocy Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego

20 System ETS2: szanse i wyzwania dla Polski w kontekście transformacji energetycznej i celów klimatycznych UE, GO₂50 Nr 05/2024 Robert Jeszke, Izabela Lewarska, Sebastian Lizak

RYSUNEK 3. KOSZTY ETS2 NA JEDNOSTKI ENERGII PRZY CENIE UPRAWNIENIA RÓWNEJ 45 EUR.

Jednostkowe koszty ETS2

Przy opłacie ETS2 na poziomie **45 EUR za t CO₂**

Koszt emisji CO₂
ze spalania:



1 tony węgla

107 EUR ≈ 460 PLN



700 m³ gazu
energia podobna jak z 1 t węgla
(dla łatwiejszego porównania)

64 EUR ≈ 275 PLN



1 litra benzyny

0,095 EUR ≈ 0,41 PLN



1 tony biomasy

0 EUR ≈ 0 PLN

Źródło: Opracowanie własne na bazie Wartości opłatowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024.

cenie 45 EUR za uprawnienie wynosi 237,2 mld EUR. Z tej kwoty zostanie zasilony Społeczny Fundusz Klimatyczny w kwocie 65 mld EUR. Dodatkowo w rezerwie stabilności rynkowej przed końcem 2030 będzie dostępne 0,6 mld uprawnień o wartości 27 mld EUR w celu zasilenia puli w przypadku nagłego wzrostu ceny uprawnień. Podane kwoty są szacunkowe, będą się różnić w zależności od rzeczywistej ceny uprawnień do emisji.

Te pieniądze powinny trafić na inwestycje mające na celu ograniczenie emisji i zwiększenie efektywności wykorzystania energii, aby docelowo obniżyć obciążenie społeczeństwa kosztami polityki klimatycznej. Pomimo tego, iż uczestnikami ETS2 będą dostawcy paliw, to kwoty o których mowa powyżej zostaną wygenerowane poprzez obciążenie kosztami ich klientów, czyli użytkowników paliw kopalnych.

Koszty związane z ETS2

Do podstawowej analizy kosztów jednostkowych przyjęto 45 EUR za jedno uprawnienie do emisji. Trudno jest precyzyjnie oszacować przyszłe ceny uprawnień do emisji w ETS2, tym bardziej że państwa członkowskie UE mają możliwość odstępstwa od wprowadzenia ETS2 przed 2030 r. jeżeli wprowadziły krajowy podatek od emisji dwutlenku węgla. Takie odstępstwa są możliwe wyłącznie w przypadku, gdy stawka krajowego podatku jest wyższa od średniej ceny sprzedaży aukcyjnej uprawnień w danym roku i wyłącznie w odniesieniu do obowiązku umorzenia uprawnień przez podmioty płacące taki podatek. To, w połączeniu z możliwością sterowania podażą uprawnień przez Komisję Europejską w początkowych latach funkcjonowania ETS2, utrudnia dokładne przewidzenie cen uprawnień. Według niektórych

Przykładowe koszty ETS2

przy opłacie ETS2 na poziomie **45 EUR za t CO₂**

Roczny koszt ETS2 dla gospodarstwa domowego

- na ogrzewanie przy zużyciu:



3 ton węgla rocznie

≈ **1380 PLN**

- na transport przy spalaniu 7 l Pb95/100 km i przebiegu:



10 000 km rocznie

≈ **290 PLN**

RAZEM ≈ 1670 PLN

Są to koszty "bezpośrednie".

Koszty "pośrednie" związane ze wzrostem cen usług są trudniejsze do oszacowania

Źródło: Opracowanie własne na bazie Wartości opałowej (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024.

analiz²¹, po 2030 r. cena uprawnień może ustabilizować się na poziomie zbliżonym do 100 EUR.

Wszelkie obliczenia dokonane poniżej są szacunkowe. Idea wprowadzenia systemu ETS2 ma docelowo doprowadzić do zmniejszenia zużycia paliw kopalnych i zmniejszenia emisyjności gospodarki oraz zwiększenia efektywności wykorzystania energii. Dlatego też bardziej miarodajne są oszacowania kosztów na jednostkę wykorzystanej energii, gdyż analiza szacunkowego kosztu dla przykładowego gospodarstwa domowego nie uwzględnia zmniejszenia zużycia energii, do którego ETS2 powinien

docelowo doprowadzić. Ma jedynie pokazać z jakim szacunkowym poziomem kosztów możemy mieć do czynienia po wprowadzeniu ETS2.

Koszty na jednostkę wykorzystanej energii

Dla porównania kosztów związanych z wykorzystaniem różnych paliw, dokonano analizy kosztów na jednostki energii łatwe do przeliczenia dla odbiorcy końcowego paliwa dla podstawowych paliw stosowanych w gospodarstwach mieszkaniowych. Wykorzystano standardowe parametry dotyczące wartości opałowej WO i wskaźników emisji WE²².

²¹ Raport z rynku CO₂ Nr 147, czerwiec.2024 r., (https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2024/KOBiZE_Analiza_ryнку_CO2_czerwiec_2024.pdf, dostęp: 26.11.2024 r.).

²² Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024. (https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskaźniki_emisyjności/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2024.pdf, dostęp: 26.11.2024 r.). Dla węgla WO = 25,2 MJ/kg, WE = 94,19 kg CO₂/GJ. Dla gazu WO = 36,56 MJ/m³, WE = 55,37 kg CO₂/GJ. Dla benzyny WO = 40,95 MJ/kg (30,61 MJ/l), WE = 0,03 kg CO₂/GJ.

RYSUNEK 5. CENA KONTRAKTÓW TERMINOWYCH GAZU TTF W UJĘCIU TYGODNIOWYM W EUR/MWH.

Źródło: Notowania kontraktów terminowych TTF Natural Gas, Investing.com (Dutch TTF Natural Gas Futures Chart – Investing.com, dostęp: 28.11.2024 r.)

Zakładając, że przykładowe gospodarstwo składające się z rodziny mieszkającej w domu jednorodzinym zużywa rocznie do ogrzewania 3 tony węgla oraz posiada samochód osobowy opalany benzyną przy przebiegu 10 tys. km rocznie, koszty bezpośrednie ETS 2 wyniosą ok. 1670 PLN rocznie (przy założeniu ceny 45 EUR za uprawnienie). Są to koszty bezpośrednie ogrzewania i transportu, które rodzina poniesie kupując węgiel i benzynę. Koszty pośrednie są trudne do oszacowania, gdyż wiążą się z ewentualnym wzrostem cen wywołanych ETS2 za usługi wchodzące w zakres usług komercyjnych i publicznych oraz wzrostem cen produktów w sektorach dodatkowych.

Innym przykładem wpływu ETS2 może być wspólnota mieszkaniowa, wykorzystująca do ogrzewania własną kotłownię zasilaną gazem ziemnym. Średniej wielkości wspólnota zużywająca ok. 130 tys. m³ gazu w związku z wprowadzeniem ETS2 poniesie koszt rzędu 50 tys. PLN rocznie (przy założeniu ceny 45 EUR za uprawnienie). Można również spróbować określić koszty w przeliczeniu na m² mieszkania o określonym wskaźniku EP zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną do ogrzewania,

wentylacji i przygotowywania ciepłej wody. Jednak takie obliczenia obarczone mogą być dużym błędem i należy traktować je jedynie jako orientacyjne. Dla przykładu mieszkanie w budynku wielorodzinnym w opisanym wcześniej wspólnocie mieszkaniowej ogrzewane za pomocą spalania gazu w lokalnej kotłowni posiada wskaźnik EP równy 105 kWh/m²/rok. Zapotrzebowanie gazu na ogrzanie 1 m² takiego mieszkania wynosi 10,339 m³/rok a emisja z ogrzania tego 1 m² wynosi 20,92 kg CO₂/rok. Jednostkowy koszt ETS2 (przy założeniu 45 EUR za uprawnienie) wyniesie 4,05 PLN/m²/rok. Dla mieszkania o powierzchni 57 m² roczny koszt ogrzewania gazem wzrósłby w związku z tym o ok. 230 PLN/rok.

Możliwość odroczenia wprowadzenia aukcji uprawnień w ETS2

Przepisy wprowadzają możliwość odroczenia handlu uprawnieniami do emisji w ramach ETS2 do 2028 r. w przypadku wyjątkowo wysokich cen energii. Do dnia 15 lipca 2026 r. Komisja Europejska opublikuje zawiadomienie o tym, czy spełniły się jeden lub oba z następujących warunków:



- a. średnia cena gazu TTF z sześciu miesięcy kalendarzowych kończących się w dniu 30 czerwca 2026 r. była wyższa niż średnia cena gazu TTF w lutym i marcu 2022 r.,
- b. średnia cena ropy naftowej typu Brent z sześciu miesięcy kalendarzowych kończących się w dniu 30 czerwca 2026 r. była ponad dwukrotnie wyższa od średniej ceny ropy naftowej typu Brent z poprzednich pięciu lat; pięcioletni okres odniesienia to okres pięciu lat kończący się przed pierwszym miesiącem okresu sześciu miesięcy kalendarzowych.

W przypadku spełnienia jednego lub obu warunków rozpoczęcie sprzedaży na aukcji uprawnień w ETS2 odracza się na 2028 r. a termin wstępnego umorzenia uprawnień w odniesieniu do

całkowitych emisji z roku 2028 odracza się na dzień 31 maja 2029 r.

Analiza danych w tym zakresie pozwala wnioskować, że spełnienie warunków odroczenia ETS2 o rok może być trudne. Średnia cena gazu TTF w lutym i marcu 2022 r. wynosiła 112,25 EUR/MWh²³. Obecnie ceny gazu TTF oscylują w okolicach 45 EUR/MWh. Zatem, aby został spełniony ten warunek, średnia cena gazu TTF w pierwszym półroczu 2026 r. powinna być prawie dwa i pół razy wyższa niż obecnie.

Według drugiego kryterium średnia cena ropy naftowej typu Brent w pierwszym półroczu 2026 r. powinna być ponad dwukrotnie wyższa od średniej ceny ropy naftowej typu Brent z lat 2021–2025. Spełnienie tego warunku będzie zatem możliwe do

²³ Dutch TTF Natural Gas Futures Historical Data, <https://www.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-cl-futures-historical-data>, dostęp 28.11.2024 r.

określenia dopiero po zakończeniu 2025 r. Średnia cena od stycznia 2021 do listopada 2024 wynosi 82,63 USD/baryłkę²⁴. Jeżeli jednak ceny w 2025 r. byłyby podobne do obecnych, to aby warunek był spełniony, średnia cena ropy naftowej typu Brent w pierwszym półroczu 2026 r. powinna osiągnąć ponad 160 USD/baryłkę.

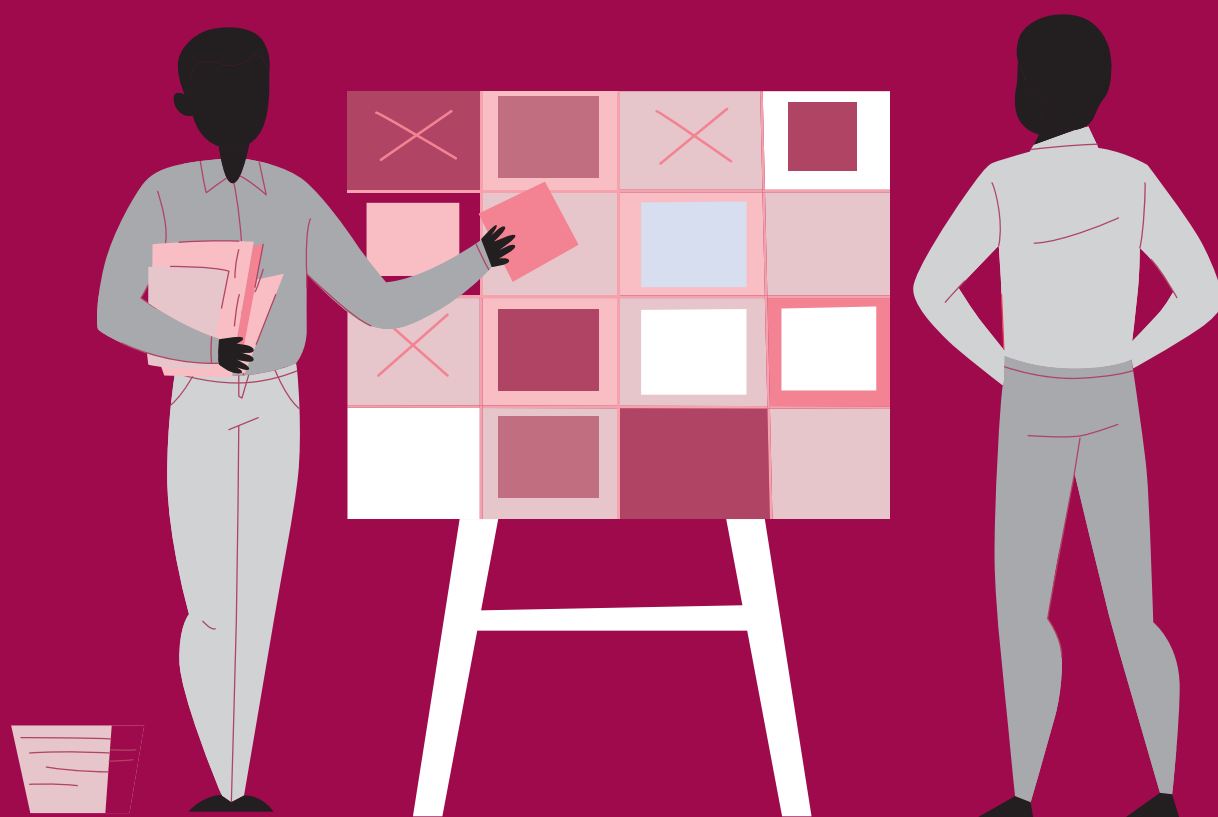
Podsumowanie

Wprowadzenie ETS2 to znaczący krok w rozwoju unijnej polityki klimatycznej. Rozszerza ciężar finansowania polityki klimatycznej z dużych instalacji przemysłowych o końcowych użytkowników paliw kopalnych. Jednakże spodziewany wzrost kosztów z tym związany powoduje uzasadniony niepokój społeczeństwa. Rozważając społeczne skutki wprowadzenia nowych opłat związanych z ETS2 nie sposób nie wziąć pod uwagę spodziewanej zmiany struktury wykorzystania paliw kopalnych do której ETS2 może doprowadzić. ETS2 jest nierozzerwalnie związany z określonym sposobem wykorzystywania dochodów z aukcji oraz ze Społecznym Funduszem Klimatycznym. Podstawowym celem ETS2 jest doprowadzenie do obniżenia emisyjności systemów ciepłowniczych i chłodniczych w budynkach lub ograniczenia zapotrzebowania energetycznego budynków. Dlatego bardzo ważne jest zaprojektowanie przejrzystych przepisów w zakresie wydatkowania środków pozyskanych z ETS2 aby w jak największym stopniu ten cel zrealizować. Brak jakichkolwiek działań ograniczających emisje w sektorach ETS2 doprowadzić może do wzrostu cen uprawnień

Bibliografia:

1. Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i rady ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE, tekst jednolity
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060
3. Realizacja Europejskiego Zielonego Ładu, Komisja Europejska, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl (dostęp: 26.11.2024 r.).
4. Lista operatorów EU ETS, Komisja Europejska, https://climate.ec.europa.eu/document/download/ab2c1214-decb-40bc-bb0d-d37f080bdebbd_en?file-name=policy_ets_registry_operators_ets_en.xlsx (dostęp: 26.11.2024 r.)
5. Rejestr uprawnień EUTL, Komisja Europejska, EUROPA – Environment – Kyoto Protocol – European Union Transaction Log. (<https://ec.europa.eu/clima/ets/welcome.do?languageCode=en>, (dostęp 26.11.2024 r.)
6. NIK o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych – Najwyższa Izba Kontroli, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/uprawnienia-do-emisji-gazow-cieplarnianych.html>, (dostęp 26.11.2024 r.)
7. Wytyczne IPCC dotyczące krajowych wykazów gazów cieplarnianych z 2006 r., IPCC, 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, (dostęp 26.11.2024 r.)
8. International Standard Industrial Classification of All Economic Activities, Rev 3.1, International Standard Industrial Classification of All Economic Activities Revision 3.1, (dostęp 26.11.2024 r.)
9. Krajowy Raport Inwentaryzacyjny 2024, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, https://kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/krajowa_inwentaryzacja_emisji/NIR_2024_raport_syntetyczny_PL.pdf, (dostęp: 26.11.2024 r.).
10. EU Emissions Trading System (ETS) data viewer – European Environment Agency <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/dashboards/emissions-trading-viewer-1>, (dostęp: 26.11.2024 r.).
11. Greenhouse Gas Inventory Data – GHG Profiles – Annex I (https://di.unfccc.int/ghg_profile_annex1), (dostęp: 26.11.2024 r.).
12. Climate strategies & targets, Komisja Europejska 2040 climate target – European Commission, (dostęp: 26.11.2024 r.).
13. Raport z rynku CO₂ Nr 147, czerwiec.2024 r., Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/raport_co2/2024/KOBiZE_Analiza_rynk_CO2_czerwiec_2024.pdf, (dostęp: 26.11.2024 r.).
14. Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024, Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami, https://www.kobize.pl/uploads/materialy/materialy_do_pobrania/wskazniki_emisyjnosci/WO_i_WE_do_monitorowania-ETS-2024.pdf, (dostęp: 26.11.2024 r.)
15. Dutch TTF Natural Gas Futures Historical Data, <https://www.investing.com/commodities/dutch-ttf-gas-cl-futures-historical-data>, dostęp 28.11.2024 r.
16. Brent Oil Futures Historical Data, <https://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>, dostęp 28.11.2024 r.

²⁴ Brent Oil Futures Historical Data, <https://www.investing.com/commodities/brent-oil-historical-data>, dostęp 28.11.2024 r.



System ETS2: szanse i wyzwania dla Polski w kontekście transformacji energetycznej i celów klimatycznych UE

Autor:

Robert Jeszke, Zastępca Dyrektora IOŚ-PIB, Kierownik KOBIZE i CAKE

Izabela Lewarska, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Sebastian Lizak, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

System ETS2: szanse i wyzwania dla Polski w kontekście transformacji energetycznej i celów klimatycznych UE

Kluczowe słowa: ETS2, pakiet „Fit for 55”, EU ETS, rezerwa MSR, TNAC, SFK



Autor:
Robert Jeszke



Autor:
Izabela Lewarska



Autor:
Sebastian Lizak

Streszczenie

W artykule omówiono uwarunkowania nowego systemu handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego oraz innych sektorów (tzw. ETS2), który ma zacząć funkcjonować od 2027 r. oraz analizę potencjalnego wpływu tego systemu na liczbę polskich uprawnień oraz przychody uzyskane z ich sprzedaży, wskazując na możliwe wyzwania.

System ETS2 zakłada redukcję emisji CO₂ o 43% do 2030 r. w porównaniu z poziomem z 2005 r. Jego wprowadzenie ma na celu zachęcenie uczestników do inwestowania w modernizację energetyczną budynków oraz w niskoemisyjne rozwiązania transportowe. Kluczowymi elementami ETS2 są m.in. Rezerwa Stabilności Rynkowej (tzw. rezerwa MSR) oraz Społeczny Fundusz Klimatyczny (SFK), który ma być wsparciem dla gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorstw w przystosowaniu się do potencjalnie wyższych kosztów wynikających z nowego systemu.

Polska w ramach ETS2 będzie dysponować znacznymi środkami uzyskanymi ze sprzedaży uprawnień

na aukcjach oraz środkami, które otrzyma w ramach Społecznego Funduszu Klimatycznego. W latach 2027–2032 system ETS2 może przynieść Polsce nawet do 32,1 mld euro przychodów z tego tytułu. Powyższa perspektywa powinna Polsce zapewnić znaczące wsparcie finansowe na transformację energetyczną i pomóc złagodzić negatywny wpływ ETS2 na gospodarstwa domowe oraz wrażliwe sektory gospodarki. Środki te będą mogły zostać przeznaczone na modernizację infrastruktury i rozwój odnawialnych źródeł energii¹.

System ETS2 stanowi istotny krok w kierunku realizacji ambitnych celów klimatycznych UE, jednak będzie wymagał znacznych nakładów inwestycyjnych, szczególnie w państwach wysokoemisyjnych, takich jak Polska. To niewątpliwie będzie wyzwaniem dla Polski, ale odpowiednie i efektywne wykorzystanie zasobów jakimi dysponuje Polska w postaci przychodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcjach oraz środków finansowych z SFK a także intensyfikacja działań redukcyjnych powinna pomóc w realizacji tego wyzwania.

¹ Pod warunkiem, że środki z ETS2 nie trafią do tzw. „zasobów własnych”, czyli sfinansują unijny budżet.

Wprowadzenie

Pakiet „Fit for 55” obejmuje szeroki wachlarz polityk, które mają wpłynąć na różne sektory gospodarki, w tym transport, energetykę, budownictwo, przemysł i rolnictwo. Centralnym elementem tej strategii jest wzmocnienie Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS), który od 2005 r. stanowi podstawowy mechanizm ograniczania emisji w sektorach energochłonnych europejskiej gospodarki. Od 2024 r. w ramach pakietu „Fit for 55” zaproponowano wprowadzenie od 2027 r. nowego systemu dla transportu drogowego i budynków oraz innych sektorów – tzw. ETS2. System ten ma działać równolegle do systemu EU ETS i dalej funkcjonować w obszarze tzw. non-ETS.

Architektura systemu ETS2

Nowy system będzie obejmował emisje CO₂ ze spalania paliw w sektorze budynków oraz transportu drogowego, a także dodatkowe sektory, które nie są objęte EU ETS, takie jak małe instalacje przemysłowe. Warto podkreślić, że ETS2 nie będzie obejmował budynków ani pojazdów wykorzystywanych w rolnictwie². ETS2 ma na celu zmniejszenie emisji o 43% do 2030 r. w porównaniu do poziomów z 2005 r. Nowy system ma uzupełniać inne polityki Europejskiego Zielonego Ładu w sektorach, które obejmuje, wspierając państwa członkowskie w osiąganiu celów redukcji emisji zgodnie z rozporządzeniem ESR³. Cena uprawnień w ETS2 ma na celu zmotywowanie jego uczestników do inwestycji w modernizację budynków oraz rozwój niskoemisyjnych środków transportu.

Zdaniem Komisji Europejskiej dotychczasowe redukcje emisji w sektorach ETS2 są niewystarczające,

aby zapewnić osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.⁴ W szczególności dotyczy to sektora transportu, w którym emisje gazów cieplarnianych (GHG) rosną od 1990 r. i według prognoz EEA, w latach 2023–2030 będą o 4% wyższe niż w 1990 r.⁵ Natomiast w sektorze budownictwa emisje spadły w latach 1990–2022 z 735 Mt CO₂eq do 489 Mt CO₂eq, a prognozy przewidują redukcję o 42% poniżej poziomu z 1990 r. do 2030 r.⁶

Nowy system ETS2 będzie wprowadzany stopniowo. Od 2026 r. podmioty objęte regulacją będą musiały raportować zweryfikowane emisje, a od 2027 r. system ETS2 ma być w pełni operacyjny. Jednak jego wprowadzenie może zostać przesunięte o dodatkowy rok, w zależności od cen energii. To podmioty wprowadzające paliwa do obrotu, a nie końcowi odbiorcy mają być objęte nowym systemem, co będzie wiązało się z obowiązkiem zakupu uprawnień na aukcjach (nie będzie bezpłatnych uprawnień jak w EU ETS). Część uzyskanych przychodów z aukcji zostanie przeznaczona na wsparcie wrażliwych użytkowników, gospodarstw domowych oraz mikroprzedsiębiorstw poprzez Społeczny Fundusz Klimatyczny.

Liczba uprawnień w systemie ETS2

Określenie całkowitej liczby uprawnień (tzw. cap) w systemie ETS2 będzie bazować na poziomie emisji z 2005 r. oraz danych z lat 2016–2018, które posłużą do ustalenia proporcji przydzielanych uprawnień. Współczynnik liniowej redukcji (LRF) został ustalony na poziomie 5,10% w latach 2024–2027, co oznacza stopniową redukcję liczby dostępnych uprawnień do emisji w systemie ETS2. Od 2028 r. całkowita liczba uprawnień do emisji będzie szacowana na

2 Artykuł 30j dyrektywy EU ETS przewiduje możliwość włączenia dodatkowych sektorów lub ich części, które wcześniej nie były objęte ani EU ETS, ani ETS2. Rozszerzenie zakresu ETS2 poza obecny obszar może być realizowane jednostronnie przez państwa członkowskie, pod warunkiem, że zostanie zatwierdzone przez Komisję Europejską. Zgodnie z artykułem 30i, Komisja jest zobowiązana do końca października 2031 r. przedstawić ocenę wykonalności połączenia sektorów objętych EU ETS i ETS2.

3 Regulation (EU) 2018/842 of the European Parliament and of the Council of 30 May 2018 on binding annual greenhouse gas emission reductions by Member States from 2021 to 2030 contributing to climate action to meet commitments under the Paris Agreement and amending Regulation (EU) No 525/2013

4 https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en, stan na dzień 12.12.2024 r.

5 <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/eea-greenhouse-gas-projections-data-viewer>

6 Seibert, Dennis, Peter Kasten, Jakob Graichen, Nora Wissner (2024): EU 2040 Climate Target: Potential contributions of the transport sector. Oeko-Institut, Berlin

podstawie średnich emisji z lat 2024–2026, a następnie stopniowo zmniejszana o stałą wartość rocznej redukcji wynoszącą 5,38%⁷. Wstępny cap został opublikowany przez Komisję Europejską na początku grudnia 2024 r. i wynosi 1,036 mln uprawnień do emisji⁸. Z kolei zweryfikowane emisje za 2024 r. mają zostać opublikowane do dnia 30 kwietnia 2025 r.



Od 2027 r. wszystkie uprawnienia w systemie ETS2 będą sprzedawane na aukcjach, co oznacza, że nie będzie przydziału bezpłatnych uprawnień, tak jak ma to miejsce obecnie w EU ETS.

Od 2027 r. wszystkie uprawnienia w systemie ETS2 będą sprzedawane na aukcjach, co oznacza, że nie będzie przydziału bezpłatnych uprawnień, tak jak ma to miejsce obecnie w EU ETS. Dodatkowo w 2027 r. na rynek zostanie wprowadzonych o 30% więcej uprawnień (w ramach tzw. frontloadingu), aby zapewnić płynny start systemu. Te dodatkowe uprawnienia zostaną odjęte od całkowitej liczby uprawnień z lat 2029–2031.

Rezerwa Stabilności Rynkowej (MSR) w ETS2

Podobnie jak ma to miejsce w systemie EU ETS, od 2028 r. w ETS2 ma rozpocząć funkcjonowanie rezerwa MSR (ang. *Market Stability Reserve*). Wcześniej, bo w 2027 r., rezerwa MSR ma zostać zasilona liczbą 600 mln uprawnień, która będzie stanowić dodatkową pulę, niezależną od całkowitej liczby uprawnień (capu). Bardzo ważny jest fakt, że uprawnienia w ramach tej specjalnej puli w MSR, będą ważne tylko do 2030 r. Oznacza to, że w 2031 r.

wszelkie pozostałe niewykorzystane uprawnienia (niewydane na rynek) zostaną unieważnione, a na rynek (czyli z rezerwy MSR) będą mogły być uwolnione wyłącznie uprawnienia, które wcześniej do niej trafiły.

Rezerwa MSR w ETS2 różni się od rezerwy z EU ETS kilkoma elementami, tj. wielkością progów, od których następuje transfer uprawnień oraz liczbą transferowanych uprawnień. W EU ETS progi wyznaczono na poziomie 833 mln – 400 mln uprawnień w obiegu (czyli nadwyżka uprawnień, w skrócie TNAC – *Total Number of Allowances in Circulation*), natomiast w ETS2 te progi wynoszą 440 mln – 210 mln. Mechanizm działa w podobny sposób, tzn. w momencie kiedy nadwyżka uprawnień (czyli TNAC) w ETS2 jest powyżej progu 440 mln, to zabierane jest z puli aukcyjnej 100 mln uprawnień. Natomiast gdy nadwyżka (TNAC) spadnie poniżej progu 210 mln to uwalnia się z rezerwy 100 mln uprawnień. Różnica w stosunku do rezerwy MSR funkcjonującej w EU ETS, polega na tym że w EU ETS uprawnienia uwalniane są niesymetrycznie (do rezerwy trafia 24% uprawnień z nadwyżki powyżej 833 mln, a z rezerwy do puli aukcyjnej 200 mln jeżeli TNAC spadnie poniżej progu 400 mln)⁹.



Wcześniej, bo w 2027 r., rezerwa MSR ma zostać zasilona liczbą 600 mln uprawnień, która będzie stanowić dodatkową pulę, niezależną od całkowitej liczby uprawnień (capu). Bardzo ważny jest fakt, że uprawnienia w ramach tej specjalnej puli w MSR, będą ważne tylko do 2030 r.

Dodatkowo, podobnie jak w systemie EU ETS (art. 29a dyrektywy EU ETS), w ETS2 mają funkcjonować

⁷ Jeśli emisje znacząco przekroczą wyznaczoną ścieżkę redukcji, tzn. przekroczą pułap emisji z 2025 r. o ponad 2%, istnieje możliwość zaostreżenia LRF, aby wesprzeć realizację długoterminowych celów klimatycznych.

⁸ https://climate.ec.europa.eu/news-your-voice/news/emissions-trading-system-buildings-road-transport-and-small-industry-ets2-cap-adopted-2027-2024-12-03_en

⁹ Po 2030 r. działanie MSR w EU ETS będzie opierało się na nieco zmienionych zasadach, zgodnie z którymi, jeśli liczba uprawnień w obiegu (TNAC) przekroczy 833 miliony, do rezerwy trafi 12% tej liczby, natomiast jeśli TNAC spadnie poniżej 400 milionów, z rezerwy do puli aukcyjnej zostanie przeniesionych 100 milionów uprawnień.

TABELA 1. PORÓWNANIE MECHANIZMÓW MSR W EU ETS I ETS2

KATEGORIA	MSR W EU ETS	MSR W ETS2
GŁÓWNE PROGI MSR	400–833 mln	210–440 mln
LICZBA UWALNIANYCH UPRAWNIENIŃ Z MSR	200 mln	100 mln
LICZBA TRANSFEROWANYCH UPRAWNIENIŃ DO MSR	24% x TNAC	100 mln
ANULOWANIE UPRAWNIENIŃ W MSR	TAK, do liczby 400 mln	NIE, ale reszta z 600 mln anulowana po 2030 r.

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE

mechanizmy „zabezpieczające rynek przed skokowymi wzrostami cen uprawnień” (art. 30h dyrektywy EU ETS). Jeśli tempo wzrostu cen uprawnień w ETS2 będzie zbyt szybkie i przekroczy ustalony próg cenowy, to określona liczba uprawnień będzie uwalniana z rezerwy MSR w ETS2¹⁰.

Spółeczny Fundusz Klimatyczny

Aby wesprzeć najbardziej narażone grupy (m.in. gospodarstwa domowe, mikroprzedsiębiorstwa i użytkowników transportu), Komisja Europejska zaproponowała utworzenie Społecznego Funduszu Klimatycznego (SFK) równocześnie z wprowadzeniem systemu ETS2. Fundusz ma na celu łagodzenie wpływu ETS2 na te grupy poprzez przekazywanie środków uzyskanych ze sprzedaży uprawnień do emisji. Fundusz będzie wspierał realizację i finansowanie programów pomocy społecznej, a także przyspieszał transformację w obu sektorach.

Fundusz będzie funkcjonował w latach 2026 – 2032 z budżetem wynoszącym 65 mld euro (lub 54,6 mld euro w przypadku opóźnienia uruchomienia systemu). Udział Polski w ramach SFK jest najwyższy ze wszystkich państw członkowskich UE

i wynosi aż 17,6% całkowitej puli środków, co przekłada się na 11,4 mld euro w latach 2026–2032 (lub 9,6 mld euro jeżeli system wystartuje później). Dla porównania Francja, drugi największy beneficjent SFK, otrzyma 7,3 mld euro (6,1 mld euro przy opóźnieniu). Na przeciwległym biegunie znajdują się takie kraje jak Luksemburg, Malta, Cypr czy Estonia, które otrzymają najniższe wsparcie finansowe – poniżej 1%.



Udział Polski w ramach SFK jest najwyższy ze wszystkich państw członkowskich UE i wynosi aż 17,6% całkowitej puli środków, co przekłada się na 11,4 mld euro w latach 2026-2032 (lub 9,6 mld euro jeżeli system wystartuje później).

Dzięki największemu udziałowi Polska ma zagwarantowane znaczące wsparcie finansowe, co może przyczynić się do dużych inwestycji w transformację sektorów oraz dostosowanie do nowych regulacji. Zgodnie ze sprawozdaniem Komisji Europejskiej na temat cen i kosztów energii w Europie z marca 2024 r., Polska w 2020 r. należała do grupy krajów o średnich kosztach energii elektrycznej i gazu.

¹⁰ Art. 30h dyrektywy EU ETS daje możliwość uwolnienia 50 mln (150 mln) z rezerwy MSR jeżeli cena wzrośnie 2-krotnie (3-krotnie) w ostatnich 2 latach. Dodatkowo, jeżeli cena z aukcji w okresie kolejnych 2 miesięcy przekroczy 45 EUR, to z MSR uwalnia się 20 mln uprawnień (przy zastrzeżeniu, że uprawnienia uwalnia się do dnia 31 grudnia 2029 r. za pomocą tego mechanizmu). Uprawnienia uwalnia się z MSR równomiernie przez okres 3 miesięcy, rozpoczynający się nie później niż 2 miesiące od daty spełnienia warunków z art. 30h.

TABELA 2. LIMIT EMISJI ORAZ LICZBA UPRAWNIEŃ DOSTĘPNA W SYSTEMIE ETS2 W LATACH 2027-2032 [MLN].

	2027	2028	2029	2030	2031	2032
ETS2 CAP	1 036	981	925	869	813	758
FRONTLOADING	+312	0	-104	-104	-104	0
WOLUMENY AUKCYJNE W RAMACH SFK (150 MLN)	25	25	25	25	25	25
WOLUMENY AUKCYJNE PAŃSTW CZŁ. UE (BEZ 150 MLN DLA SFK)	1 323	956	796	740	684	733

Źródło: Opracowanie własne.

Dane w raporcie dotyczące 2020 r., jeszcze przed znaczącymi wzrostami cen paliw i energii. Wprowadzenie ETS2 oraz wzrost kosztów paliw dla odbiorców końcowych dodatkowo pogłębi problem ubóstwa energetycznego. W związku z tym kluczowe staje się opracowanie kompleksowego systemu wsparcia gospodarstw domowych, aby ograniczyć skalę tego zjawiska.

Zgodnie z art. 30d dyrektywy EU ETS na źródła finansowania SCF składają się, uprawnienia, które będą sprzedawane na aukcjach:

- 50 mln uprawnień EU ETS (art.10a ust. 8b),
- 150 mln uprawnień ETS2 (art. 30d(3)),
- pozostałe uprawnienia ETS2, tak aby uzyskać łączną kwotę finansowania SFK na poziomie 65 mld EUR lub 54,6 mld EUR przy opóźnieniu startu ETS2 (art. 30d(4)).

Część analityczna

Niniejsza analiza opiera się na prognozach emisji pochodzących ze scenariusza transformacji

dołączonego do IA pakietu Fit for 55 opracowanego na modelu PRIMES opublikowanego w 2021 r. wraz z samym pakietem. Prognozy te są jednak statyczne, co oznacza, że mechanizmy rynkowe, takie jak podaż uprawnień w ramach systemu ETS2, nie wpływają na przewidywaną redukcję emisji. W rezultacie rynek staje się deficytowy, ponieważ ilość dostępnych uprawnień jest niewystarczająca w stosunku do prognozowanych potrzeb¹¹.

Pula aukcyjna w ETS2

Jak można zauważyć w tabeli 2 limit emisji w ETS 2 (tzw. cap) będzie spadał wraz z malejącym liniowym współczynnikiem redukcji (LRF) o ok. 55-56 mln uprawnień r/r. Zgodnie z danymi KE limit emisji w 2027 r. wyniesie ok 1 036 mln, a w 2032 r. zostanie zredukowany do ok. 750 mln. Nie oznacza to jednak, że tyle dokładnie uprawnień będzie dostępnych na rynku dla państw czł. Z puli tej (capu) KE będzie musiała wydzielić 150 mln uprawnień na SFK, które mają być sprzedawane na aukcjach w równych transzach po 25 mln do 2032 r. Dodatkowo, w celu zwiększenia płynności rynkowej w pierwszym roku funkcjonowania systemu, KE zwiększy podaż uprawnień na aukcjach w ramach

¹¹ https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/energy-modelling/policy-scenarios-delivering-european-green-deal_en (ostatni dostęp 16.12.24 r.)

TABELA 3. OPERACJE W REZERWIE MSR ORAZ PULA AUKCYJNA W LATACH 2027–2032 [MLN].

KATEGORIA/LATA	2027	2028	2029	2030	2031	2032
NADWYŻKA UPRAWNIEŃ – TNAC [MLN EUA]	66	51	-64	-173	-379	-475
TRANSFERY DO MSR [MLN EUA]	0	0	0	0	0	0
TRANSFERY Z MSR [MLN EUA]	0	100	100	100	0	0
WOLUMENY AUKCYJNE PAŃSTW CZŁ. UE Z UWZGLĘDNieniem MSR	1 323	1 056	896	840	685	733

Źródło: Opracowanie własne.

TABELA 4. PROJEKCJA CEN UPRAWNIEŃ W SYSTEMIE ETS2 W LATACH 2027–2032 (W EUR/T)

WYSZCZEGÓLNIENIE	2027	2028	2029	2030	2031	2032	ŚREDNIA WAŻONA
CENA UPRAWNIEŃ*	25	40	45	51	61	69	45

*Komisja Europejska (dla lat 2031–2032 na podstawie ekstrapolacji liniowej), 2022 r.

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych KE

tw. frontloadingu o ok. 310 mln uprawnień. W efekcie pula uprawnień sprzedawanych przez państwa czł. UE wyraźnie się zwiększy w 2027 r. do ok. 1 323 mln uprawnień. Nie ma jednak nic „za darmo”, ponieważ te 312 mln dodatkowych uprawnień zostaną „zabrane” po równo (czyli po ok. 104 mln) z puli lat 2029–2031.

Operacje w rezerwie MSR

Zgodnie z szacunkami KOBIZE/CAKE nadwyżka uprawnień w ETS2 (w ramach TNAC¹²) już od momentu uruchomienia systemu w 2027 r. będzie znajdować się na bardzo niskim poziomie poniżej 100 mln uprawnień. Bardzo szybko, bo już w 2029 r. sytuacja na rynku może ulec zmianie, a liczba uprawnień w obiegu może stać się niewystarczająca względem potrzeb. Tempo tego niedoboru

może mocno przyspieszyć po 2030 r., by po 6 latach funkcjonowania systemu, znaleźć się na poziomie ok. 500 mln uprawnień. Do 2030 r. rezerwa MSR częściowo równoważy tę sytuację, uwalniając w sumie 300 mln uprawnień w ciągu 3 lat, z uwagi na zejście TNAC poniżej dolnego progu 210 mln. Jednak po 2030 r., z kilku powodów, nie można już liczyć na ten mechanizm. Po pierwsze, nie można skorzystać z wydzielonej w rezerwie MSR puli 600 mln uprawnień, których ważność wygasa po 2030 r. Po drugie, dlatego że w rezerwie MSR nie znalazły się żadne uprawnienia transferowane z aukcji (ponieważ TNAC nie znalazł się powyżej górnego progu 440 mln). Skutkiem tego będzie sytuacja, w której rezerwa MSR będzie pusta i pozbawiona roli do której została stworzona, czyli do stabilizowania systemu. Aby zniwelować potencjalny niedobór uprawnień w obiegu, uczestnicy ETS2 będą

12 TNAC – Total Number of Allowances in Circulation

zmuszeni do większego wysiłku redukcyjnego. Alternatywą dla uczestników jest też wczesny zakup uprawnień w pierwszych latach funkcjonowania systemu (analogicznie do strategii hedgingowej stosowanej przez energetykę w EU ETS), póki ceny uprawnień nie zdążą znacząco wzrosnąć.



Bardzo szybko, bo już w 2029 r. sytuacja na rynku ulega zmianie, a liczba uprawnień w obiegu może stać się niewystarczająca względem potrzeb. Tempo tego niedoboru może mocno przyspieszyć po 2030 r.

Wydaje się, że powyższego ryzyka nie bierze na poważnie Komisja Europejska prognozując ceny uprawnień w ETS2. Zgodnie z projekcją KE z 2022 r. cena uprawnień w EU ETS w 2027 r. wyniesie zaledwie 25 euro, a do 2032 r. wzrośnie do poziomu 69 euro. Porównując te szacunki do projekcji instytucji finansowych wydają się one być mocno zaniżone (dla porównania, firma Veyt szacuje, że w 2031 r. ceny uprawnień w ETS2 mogą osiągnąć poziom powyżej 200 euro¹³). Bardzo ostrożne szacunki KE dotyczące cen uprawnień w ETS 2 wskazują, że instytucja ta mocno liczy na zwiększoną podaż

uprawnień w postaci 130% froantloadingu w 2027 r. oraz mechanizm ceny minimalnej (45 euro¹⁴). Jednak zabezpieczenia te mogą w praktyce okazać się środkami niewystarczającymi, aby zminimalizować ryzyko wzrostu cen. Wątpić można zwłaszcza w mechanizm ceny minimalnej, który można zastosować jedynie dwa razy w roku – a 20 mln uprawnień uwalnianych w ramach tego mechanizmu może nie wystarczyć, aby zaspokoić zwiększony popyt. Z kolei, w następstwie zwiększonego hedgingu, istnieje ryzyko zwiększenia popytu na uprawnienia nie tylko przez samych uczestników systemu ETS2, ale również przez aktywność funduszy inwestycyjnych. Należy również zauważyć, że inne mechanizmy „stabilizacyjne” wymienione w art. 30h dyrektywy EU ETS, analogiczne do tych stosowanych w EU ETS (art. 29a), będą mogły zostać uruchomione dopiero po dwóch latach.

Bilans uprawnień dla PL w ETS2

Tabela 5 przedstawia bilans polskich uprawnień w ETS2 w latach 2027–2032 w scenariuszu z MSR i bez uwzględnienia tego mechanizmu. Zgodnie z szacunkami KOBiZE w obydwu scenariuszach Polska będzie miała do dyspozycji od 436 do 461 mln uprawnień do emisji. „Zastrzyk” środków, jakie Polska otrzyma

¹³ Na podstawie webinaru organizowanego w czerwcu 2024 r. przez firmę analityczną Veyt pt. „ETS 2 could see allowance price above EUR 200/t”

¹⁴ W ramach tego mechanizmu, jeżeli cena z aukcji w okresie kolejnych 2 miesięcy przekroczy 45 EUR, to z MSR uwalnia się 20 mln uprawnień (przy zastrzeżeniu, że uprawnienia uwalnia się do dnia 31 grudnia 2029 r. za pomocą tego mechanizmu).

TABELA 5. SZACOWANY BILANS UPRAWNIEŃ DLA POLSKI W SYSTEMIE ETS2 W LATACH 2027–2032.

SCENARIUSZ 1 – BEZ UWZGLĘDNIENIA MSR	PULA AUKCYJNA BEZ MSR [MLN]	SZACOWANA LICZBA UPRAWNIEŃ W RAMACH SFK	WIELKOŚĆ EMISJI [MLN T]	BILANS UPRAWNIEŃ [MLN]
	436	250	495	191
SCENARIUSZ 2 – Z UWZGLĘDNIENIEM MSR	PULA AUKCYJNA Z MSR [MLN]	SZACOWANA LICZBA UPRAWNIEŃ W RAMACH SFK	WIELKOŚĆ EMISJI [MLN T]	BILANS UPRAWNIEŃ [MLN]
	461	250	495	216

Źródło: Opracowanie własne.

TABELA 6. PRZYCHÓD DLA POLSKI Z SYSTEMU ETS2 W LATACH 2027–2032.

SCENARIUSZ 1 – BEZ UWZGLĘDNIENIA MSR	PULA AUKCYJNA BEZ MSR [MLN]	ŚREDNIA CENA UPRAWNIENIEN* [EUR/T]	PRZYCHÓD [EUR]	PRZYCHÓD [PLN] **
	436	45	19 620	84 366
SCENARIUSZ 2 – Z UWZGLĘDNIENIEM MSR	PULA AUKCYJNA Z MSR [MLN]	ŚREDNIA CENA UPRAWNIENIEN* [EUR/T]	PRZYCHÓD [EUR]	PRZYCHÓD [PLN] **
	461	45	20 745	89 203

(*) – projekcja KE, średnia ważona z lat 2027–2032 (dla lat 2031–2032 cenę oszacowano na podstawie ekstrapolacji liniowej),

(**) – przyjęto kurs walutowy 4,30 PLN/EUR (wg wytycznych MF z października 2024 r.)

Źródło: Opracowanie własne

w ramach Społecznego Funduszu Klimatycznego wyniesie aż 11,4 mld euro. Wartość ta przekłada się na ok. 250 mln uprawnień, gdy się ją podzieli przez średnią cenę uprawnień szacowaną na ok. 45 euro, czyli średnią cenę z projekcji KE z 2022 r. Łącznie, w latach 2027–2032, Polska będzie miała do swojej dyspozycji od 686 mln do 711 mln uprawnień, które po uwzględnieniu emisji na poziomie 495 mln uprawnień powinny dać dodatni bilans uprawnień w wysokości od 191 mln do 216 mln uprawnień.

Szacunki przychodów dla PL z ETS2

Analiza przychodów z systemu ETS2 dla Polski w latach 2027–2032 pokazuje, że Polska może uzyskać znaczne środki ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Jak przedstawiono w tabeli 6, w zależności od scenariusza Polska może liczyć z tytułu sprzedaży



W zależności od scenariusza Polska może liczyć z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji w ETS2 na przychód na poziomie od ok. 19,6 do 20,7 mld euro (od ok. 84 do 89 mld zł). Gdyby do tej kwoty dodać 11,4 mld euro z tytułu środków należnych z SFK, to przychód Polski z systemu ETS2 w latach 2027–2032 wzrasta do wartości od 31 do 32,1 mld euro (od ok. 133,3 do 138 mld zł)”.

uprawnień do emisji w ETS2 na przychód na poziomie od ok. 19,6 do 20,7 mld euro (od ok. 84 do 89 mld zł). Gdyby do tej kwoty dodać 11,4 mld euro z tytułu środków należnych z SFK, to przychód Polski z systemu ETS2 w latach 2027–2032 wzrasta do wartości od 31 do 32,1 mld euro (od ok. 133,3 do 138 mld zł).

Środki ze sprzedaży uprawnień na aukcjach mogą być jeszcze wyższe, jeżeli spełni się scenariusz ekspertów nt. znaczących wzrostów cen uprawnień w ETS2 (do projekcji przychodów dla Polski przyjęto względnie niskie projekcje cen KE). Jeżeli tak się stanie środki te mogą być jeszcze wyższe i być znaczącym wsparciem w finansowaniu transformacji energetycznej oraz modernizacji kluczowych dla Polski sektorów gospodarki. Przychody będą mogły być przeznaczone na wsparcie rozwoju odnawialnych źródeł energii, modernizację infrastruktury transportowej oraz na programy ograniczające koszty energii dla gospodarstw domowych, co jest szczególnie istotne w kontekście wyzwań związanych z ubóstwem energetycznym. Należy zaznaczyć, że wysokie ceny uprawnień w ETS2 mogą być dużym obciążeniem w szczególności dla najuboższych gospodarstw domowych, które nie dysponują środkami na kosztowne inwestycje w modernizację budynków – koszt ten często przekracza ich całkowity roczny dochód. Dlatego tak istotne jest wykorzystanie wszystkich dostępnych funduszy, takich

jak Społeczny Fundusz Klimatyczny czy środki z aukcji ETS2.

Podsumowanie

Wprowadzenie systemu handlu emisjami ETS2 jest kluczowym elementem europejskiej strategii na rzecz ograniczenia emisji i przeciwdziałania zmianom klimatycznym, szczególnie w sektorach dotychczas trudnych do dekarbonizacji, takich jak transport drogowy i sektor komunalno-bytowy.

Od 2027 r. system ETS2 zmierzy się z poważnym problemem niedoboru uprawnień na rynku, który znacząco zwiększy się po 2030 r., osiągając w 2032 r. ok. 500 mln. Mechanizm stabilizacyjny MSR początkowo łagodzi ten problem, uwalniając na rynek 300 mln uprawnień, jednak po 2030 r. przestaje być skuteczny, gdyż dodatkowa pula 600 mln uprawnień w MSR wygasa, a brak transferów z aukcji uniemożliwia stabilizowanie systemu. Aby zmniejszyć ten niedobór uczestnicy systemu będą musieli zintensyfikować działania redukcyjne. Alternatywnie zmusi ich to do wcześniejszego zakupu uprawnień, co niesie ryzyko wzrostu popytu, cen i spekulacyjnych działań na rynku. Prognozowana przez Komisję Europejską cena uprawnień na poziomie 25–69 euro w latach 2027–2032 wydaje się zaniżona w obliczu tych ryzyk.

Polska w latach 2027–2032 może mieć do dyspozycji nawet do 711 mln uprawnień, licząc z uprawnieniami do sprzedaży na aukcje oraz ze środkami z SFK, co może przełożyć się na przychód rządu

32,1 mld euro. Środki te mogą być nawet jeszcze wyższe, jeżeli ceny uprawnień będą wyższe niż prognozuje KE. Polskie przychody z ETS2 mogą posłużyć finansowaniu transformacji energetycznej, rozwoju OZE, modernizacji infrastruktury transportowej oraz ograniczaniu ubóstwa energetycznego, kluczowego dla gospodarstw domowych w Polsce. Polska, będąca największym beneficjentem SFK, ma unikalną szansę na przeprowadzenie transformacji energetycznej i modernizacji infrastruktury. Dzięki wsparciu finansowemu możliwe będzie zwiększenie efektywności energetycznej budynków, rozwój odnawialnych źródeł energii oraz ograniczenie kosztów energii dla gospodarstw domowych i mikroprzedsiębiorstw.

Bibliografia

1. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (Dz.U.2024.L505)
2. EEA – European Environment Agency (2023): EEA greenhouse gas projections – data viewer, Data viewer on projections of greenhouse gas (GHG) emissions reported to the EU/EEA by European countries. Online available at <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/eea-greenhouse-gas-projections-data-viewer>, ostatni dostęp: 2 grudnia 2024.
3. Hesse, Tilman, Sibylle Braungardt (2024): EU 2040 Climate Target: The Role of the Buildings Sector. Oeko-Institut, Freiburg
4. Oeko-Institut, Supply and demand in the ETS 2, Assessment of the new EU ETS for road transport, buildings and other sectors (2024)
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/955 z dnia 10 maja 2023 r. w sprawie ustanowienia Społecznego Funduszu Klimatycznego i zmieniające rozporządzenie (UE) 2021/1060.
6. Seibert, Dennis, Peter Kasten, Jakob Graichen, Nora Wissner (2024): EU 2040 Climate Target: Potential contributions of the transport sector. Oeko-Institut, Berlin
7. Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu regionów, Sprawozdanie na temat cen i kosztów energii w Europie, COM(2024) 136 final, marzec 2024 r.



Realne koszty emisji CO₂ w transporcie i budynkach w kontekście ETS2 w Polsce do 2050 roku

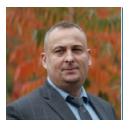
Autor:

Wojciech Rabiega, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, CAKE

Szymon Wójcik, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych, CAKE

Realne koszty emisji CO₂ w transporcie i budynkach w kontekście ETS2 w Polsce do 2050 roku

Słowa kluczowe: ETS2, elektromobilność, ubóstwo energetyczne, koszty transformacji, Społeczny Fundusz Klimatyczny.



Autor:
Wojciech Rabiega



Autor:
Szymon Wójcik

Streszczenie

Unia Europejska stawia sobie bardzo ambitne cele transformacji gospodarki ukierunkowane na jej całkowitą dekarbonizację w połowie XXI wieku. Dotychczas jej podstawowym narzędziem w tym procesie był system handlu emisjami (EU ETS). Jednak dalsze możliwości redukcji emisji przy jego użyciu są ograniczone ze względu na to, że nie obejmuje on całej gospodarki¹. Wprowadzenie ETS2 rozszerzy system handlu uprawnieniami do emisji na sektory transportu drogowego i budynków.

UE jest związkiem gospodarczo-politycznym o bardzo zróżnicowanej strukturze, zarówno jeśli chodzi o położenie i zasoby naturalne, jak i poziom zamożności społeczeństw. Ponadto każde z tych państw ma odmienną strukturę społeczeństwa, a co za tym idzie inny obszar narażenia na zjawisko ubóstwa energetycznego i wykluczenia transportowego. W trosce o akceptację społeczną wyzwania jakim jest dekarbonizacja gospodarki konieczne jest dokonanie analiz kosztu planowanych działań, w szczególności dla najbardziej narażonych grup społecznych.

W artykule przeanalizowano scenariusz kształtowania się przyszłego kosztu wprowadzenia systemu

ETS2 w Polsce. Wyniki symulacji wskazują, że najwyższego obciążenia z tytułu opłat za emisje można spodziewać się w okolicach roku 2035, a w kolejnych latach w związku ze zmianą miksu wykorzystywanych nośników energii należy spodziewać się spadku tego kosztu. Wnioskiem z przeprowadzonej przez zespół CAKE analizy jest konieczność podjęcia działań przyspieszających transformację oraz to, że szczególnie dla najbardziej wrażliwych grup społecznych konieczne będzie podjęcie działań osłonowych w oparciu o projektowane nowe fundusze tj. Społeczny Fundusz Klimatyczny.



W artykule przeanalizowano scenariusz kształtowania się przyszłego kosztu wprowadzenia systemu ETS2 w Polsce. Wyniki symulacji wskazują, że najwyższego obciążenia z tytułu opłat za emisje można spodziewać się w okolicach roku 2035, a w kolejnych latach w związku ze zmianą miksu wykorzystywanych nośników energii należy spodziewać się spadku tego kosztu.

¹ Pula nowych uprawnień do roku 2040 zostanie wyczerpana.

Wstęp

Wprowadzony w 2005 roku Europejski System Handlu Emisjami (ETS) pozwolił na znaczne ograniczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) w Unii Europejskiej. Według danych opublikowanych w raporcie dotyczącym funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla² do 2023 redukcja emisji z elektroenergetyki, ciepłownictwa i sektorów przemysłowych wyniosła 47% w porównaniu z 2005 rokiem. Choć skala redukcji jest znacząca to ich tempo pozostaje niewystarczające w porównaniu z ambitnymi celami przyjętymi przez Unię Europejską w ramach pakietu 'Fit for 55'. Odpowiedzią na ten problem jest rozszerzenie systemu ETS na budynki oraz transport drogowy (dalej ETS2).

Wprowadzenie systemu ETS2, stanowi wyzwanie dla państw członkowskich UE zarówno w zakresie utrzymania konkurencyjności gospodarek unijnych, jak i w obszarze zapewnienia równomiernego obciążenia obywateli UE kosztami wdrożenia nowych regulacji. Dotyczy to w szczególności gospodarstw domowych o najniższych dochodach, w których koszty energii elektrycznej i ogrzewania stanowią znaczący odsetek całości wydatków³. Odbiorcy Ci wobec ograniczonych możliwości poprawy efektywności energetycznej swoich domów oraz wymiany samochodów na zeroemisyjne, mogą zostać dotknięci wykluczeniem ekonomicznym i/lub transportowym⁴.

Zgodnie z danymi Głównego Urzędu Statystycznego (przyczaczanymi za Eurostatem)⁵ w 2021 roku

całkowite zużycie energii w polskich gospodarstwach domowych wyniosło (w przeliczeniu na jednego mieszkańca) 24,6 GJ, z czego 6 GJ (24%) było pozyskiwane ze źródeł odnawialnych⁶. Poziom ten jest zbliżony do średniej unijnej, która wyniosła w 2021 roku 24,5 GJ, z czego 5,2 GJ (21%) uzyskano ze źródeł odnawialnych.

Mimo że udział energii ze źródeł odnawialnych używanej w polskich gospodarstwach domowych przekracza średnią unijną, to struktura zużycia energii nie może być w naszym kraju uznana za ekologiczną. Wynika to przede wszystkim z faktu, że 22% używanej energii pochodzi ze spalania węgla kamiennego⁷. Rezultat ten przedstawia się wyjątkowo niekorzystnie wobec średniej unijnej na poziomie 2% oraz faktu, że jedynie 6 państw spośród unijnej dwudziestki siódemki zaraportowało odsetek zużycia energii z węgla kamiennego na poziomie co najmniej 1%⁸.

Biorąc pod uwagę fakt, że uzyskiwanie energii ze spalania węgla kamiennego należy do jednego z najbardziej emisyjnych pod względem uwalniania dwutlenku węgla, przykład Polski wydaje się szczególnie interesujący w kontekście oceny realnych kosztów emisji CO₂ dla gospodarstw domowych wynikających z wprowadzenia ETS2. Tym bardziej, że wydatki gospodarstw domowych na nośniki energii (bez energii elektrycznej) oszacowane na podstawie danych GUS z 2021 roku wynosiły przeciętnie niemal 3,5 tys. PLN w skali roku (por. Wykres 1), co stanowi ok. 5% przeciętnego rocznego dochodu gospodarstw domowych w Polsce⁹. Należy dodać,

2 EUROPEAN COMMISSION (2024) Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2023, Publications Office of the European Union, Brussels.

3 European Commission (2020) Possible extension of the EU Emissions Trading System (ETS) to cover emissions from the use of fossil fuels in particular in the road transport and the buildings sector – final report, Publications Office of the European Union, Brussels.

4 Cambridge Econometrics (2020) Decarbonising European transport and heating fuels – Is the EU ETS the right tool? – final report, Cambridge.

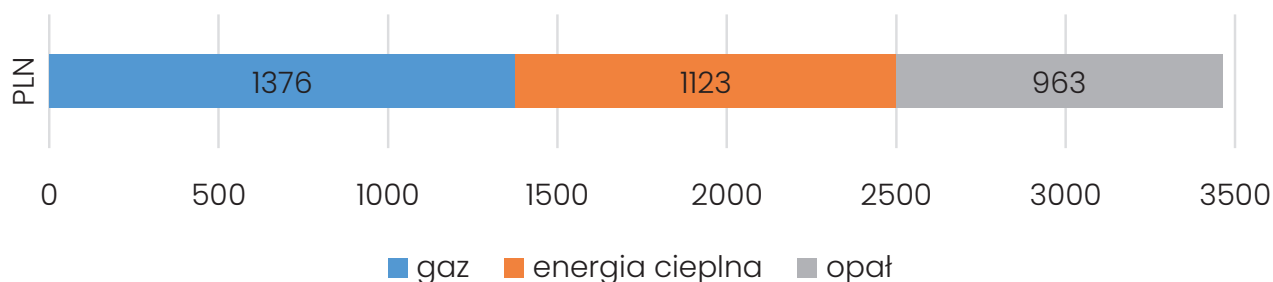
5 Główny Urząd Statystyczny (2023) Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 r., Warszawa, Rzeszów.

6 Rozumianych tutaj jako: biomasa, energia słoneczna, energia geotermalna i ciepło otoczenia.

7 Należy nadmienić, że mowa o źródłach energii używanych bezpośrednio przez gospodarstwa domowe. Oznacza to, że wskazany odsetek nie obejmuje np. zużycia węgla kamiennego przez elektrociepłownię do wyprodukowania energii elektrycznej konsumowanej następnie przez gospodarstwo domowe.

8 Za Polską uplasowały się kolejno: Irlandia (5%), Bułgaria (4%), Czechy (2%), Litwa (2%) oraz Słowacja (1%).

9 Oszacowano na podstawie danych NSP 2021 o przeciętnej liczbie osób zamieszkujących gospodarstwo domowe (Główny Urząd Statystyczny (2023) Narodowy Spis Powszechny Ludności i Mieszkań 2021. Rodziny w Polsce w świetle wyników NSP 2021, Warszawa) oraz na podstawie obwieszczenia Prezesa GUS w sprawie przeciętnego miesięcznego dochodu rozporządzalnego na 1 osobę ogółem w 2021 roku (<https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/obwieszczenie-w-sprawie-przecietnego-miesiecznego-dochodu-rozporzadzalnego-na-1-osobe-ogolem-w-2021-roku,294,8.html>, dostęp: 18.11.2024 r.).

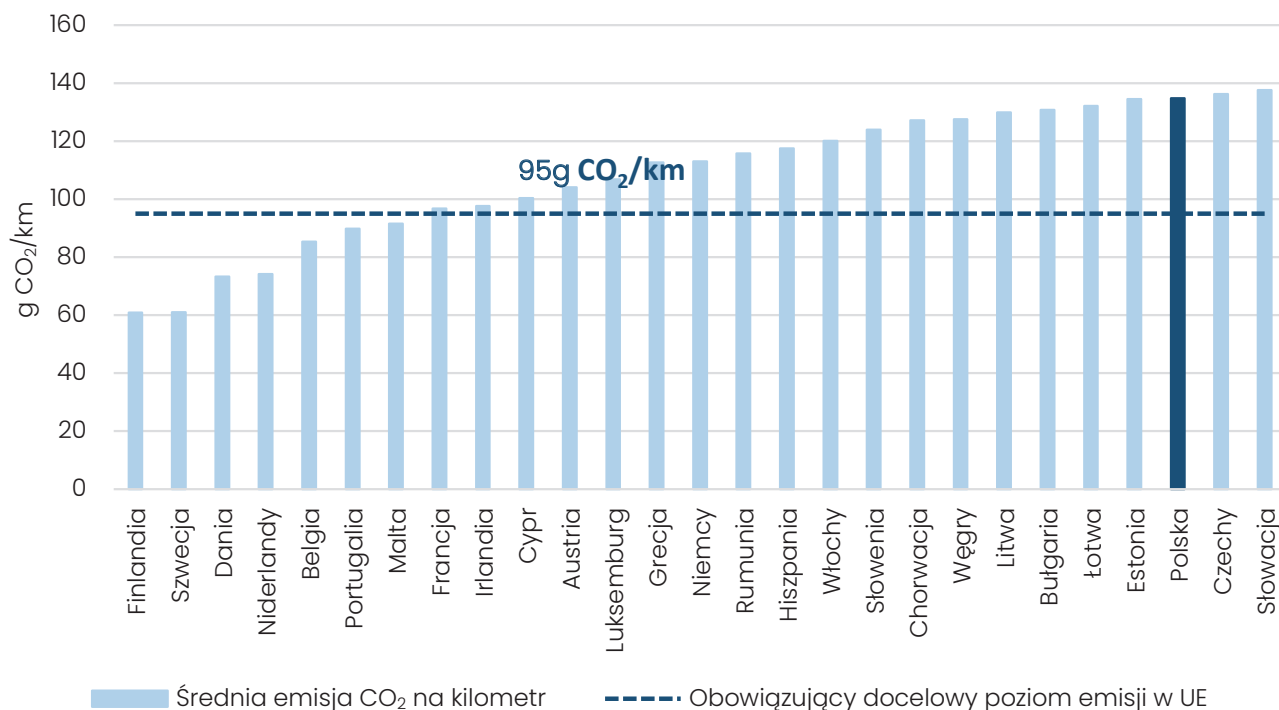
WYKRES 1. STRUKTURA WYDATKÓW NA NOŚNIKI ENERGII W POLSCE W 2021 ROKU NA PODSTAWIE DANYCH GUS [PLN].

Źródło: Obliczenie własne na podstawie danych GUS.

że wartość ta obliczona została dla przeciętnego gospodarstwa domowego, co oznacza, że w przypadku najgorzej sytuowanych osób udział ten jest większy.

System ETS2 obejmuje, także emisje związane z transportem indywidualnym. Obecnie odsetek

samochodów zero- i niskoemisyjnych w Polsce jest poniżej 1% parku samochodów osobowych. Według danych opublikowanych przez Europejską Agencję Środowiska¹⁰, w 2023 roku średnia emisja CO₂ z nowych samochodów w Polsce wyniosła 134,8 g/km wobec średniego wyniku w Unii Europejskiej na poziomie 107,8 g/km. Jak widać na Wykresie 2, Polska

WYKRES 2. PRZECIĘTNE EMISJE CO₂ Z NOWYCH SAMOCHODÓW W KRAJACH UE27 W 2023 ROKU NA 1 KM [g CO₂/KM].

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Europejskiej Agencji Środowiska.

¹⁰ EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY DATAHUB (2024) [EU SDG 13_31] Average CO₂ emissions per km from new passenger cars, (<https://sdi.eea.europa.eu/data/788b75b-1803-47ec-968e-abe59075f8f5>, dostęp: 06.11.2024).

znajduje się w czołówce krajów z najwyższą emisją dwutlenku węgla z nowych samochodów i odbiegając od normy ustalonej na lata 2020–2024 na poziomie 95 g/km. Fakt ten wskazuje, że polskie gospodarstwa domowe w szczególny sposób mogą odczuć wzrost kosztów związanych z użytkowaniem pojazdów w reakcji na wprowadzenie systemu ETS2, choć będzie to w znacznym stopniu uzależnione o tempa w jakim pojazdy spalinowe zastępowane będą przez ich nisko- i zeroemisyjne odpowiedniki. Sytuacji tej nie poprawia także fakt, iż udział autobusów napędzanych silnikiem diesla w Polsce wynosi 96,4% (w 2021 r.), co stanowi wynik o 3,9 p. proc. gorszy od średniej dla całej UE¹¹. W tym kontekście pozytywną informacją stanowi stosunkowo duża dynamika przyrostu liczby rejestracji nowych autobusów elektrycznych w Polsce, która w latach 2022/2023 wyniosła ok. 125%¹².

Cel i metodyka opracowania

Niniejsze opracowanie jest próbą oszacowania kosztów emisji dwutlenku węgla wygenerowanej przez gospodarstwa domowe wynikającej z użytkowania samochodów osobowych, a także z utrzymania mieszkań. Przedstawione dalej wyniki stanowią rezultat analiz prowadzonych przez Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE)¹³.

Wyjściowym scenariuszem do analizy był scenariusz FIT55, w którym przyjęto cel redukcyjny na 2050 rok w systemie ETS2 na poziomie 87% oraz 43% w 2030 roku (w stosunku po poziomem emisji z 2005 roku). Scenariusz ten został wzbogacony o komponent związany z transformacją sektora

transportu (FIT55_trans), który obejmuje rozwój technologii zeroemisyjnych (postęp technologiczny) czyniąc je konkurencyjne cenowo w stosunku do napędów spalinowych. Uwzględnia on m.in.:

- zakaz sprzedaży nowych samochodów osobowych z silnikami wewnętrznego spalania od 2035 roku,
- system dofinansowania do transportu publicznego,
- normy emisji dla nowych samochodów ciężarowych zgodnie z propozycją regulacji Komisji Europejskiej z 2023 roku¹⁴,
- zwiększenie (w stosunku do historycznej) stopy złomowania samochodów osobowych zasilanych benzyną i olejem napędowym oraz LPG,
- system dopłat do pojazdów zeroemisyjnych.

W przypadku użytkowania mieszkań w scenariuszu FIT55 zakłada się niemal całkowite odejście od spalania węgla w gospodarstwach domowych do 2030 roku. Przewiduje się także, że gospodarstwa będą stopniowo poprawiać swoją efektywność energetyczną, z czego 1% poprawy rocznie ma charakter bezkosztowy (autonomiczna poprawa efektywności energetycznej).

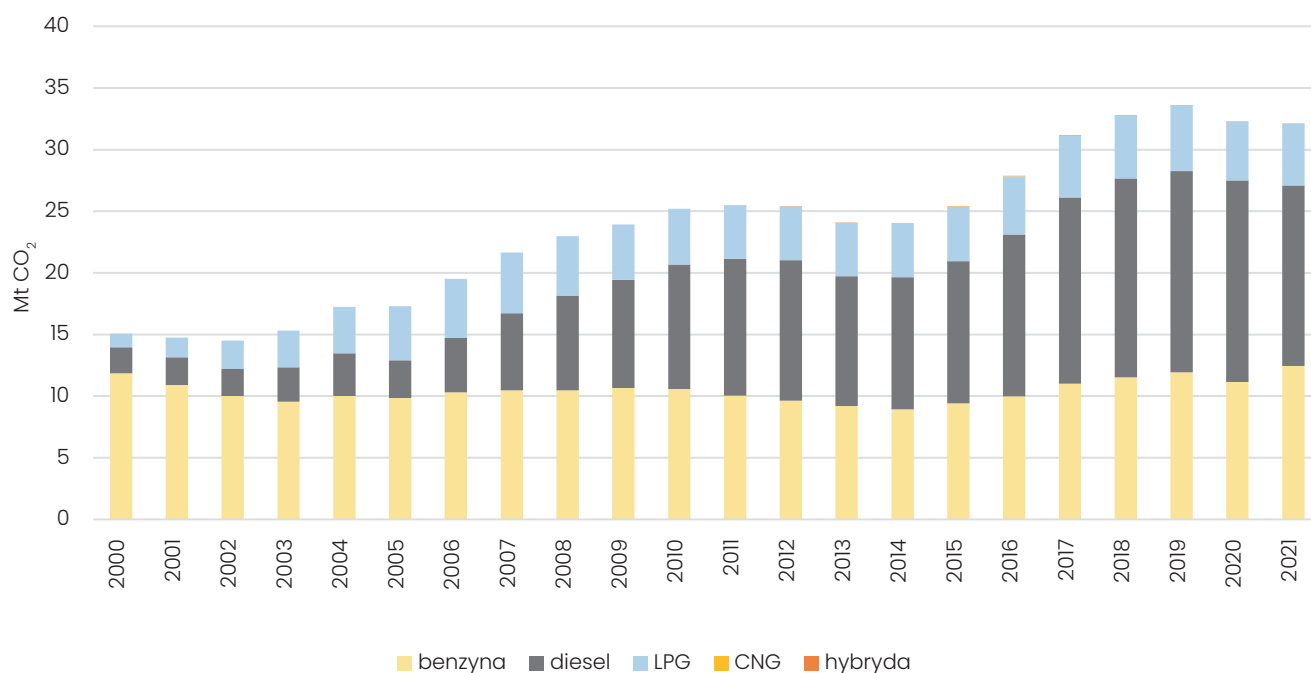
Symulacje scenariuszy zostały przeprowadzone przy wykorzystaniu następujących narzędzi modelowych:

¹¹ <https://www.acea.auto/files/ACEA-report-vehicles-in-use-europe-2023.pdf> (dostęp: 13.11.2024 r.).

¹² <https://www.sustainable-bus.com/news/uk-germany-norway-leader-electric-bus-market-2023-europe/> (dostęp: 13.11.2024 r.).

¹³ Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabięga W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Rośliniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzalczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/04/LIFE_VII EW_EUETS_Exploring-synergies.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

¹⁴ EUROPEAN COMMISSION (2023) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, and repealing Regulation (EU) 2018/956, Publications Office of the European Union, Strasbourg.

WYKRES 3. HISTORYCZNE EMISJE CO₂ W POLSCE Z UŻYTKOWANIA SAMOCHODÓW OSOBOWYCH WG PALIW [Mt CO₂].

Źródło: Opracowanie własne na podstawie bazy IDEES-JRC 2021.

- modelu sektora transportu – TR3E¹⁵,
- modelu równowagi ogólnej – d-Place¹⁶,
- modelu sektora energetycznego – MEESA¹⁷,
- modelu sektora rolnictwa – EPICA¹⁸.

Modele rozwiązują się w iteracyjnej procedurze obejmującej modele ze sobą powiązane, które

wymieniają się informacjami (wzrostem PKB, cenami energii elektrycznej czy poziomem inwestycji)¹⁹. Taki sposób symulacji zapewnia, że działania w kluczowych sektorach są modelowane w szczegółowy sposób, który uwzględni specyficzne dla sektora założenia technologiczne i ekonomiczne. Jednocześnie powiązanie modeli sektorowych z modelem równowagi ogólnej pozwala osiągnąć międzysektorową spójność w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych (zgodnie z założeniami pakietu 'Fit

15 Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_TR3E_v.2_transport-model-documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

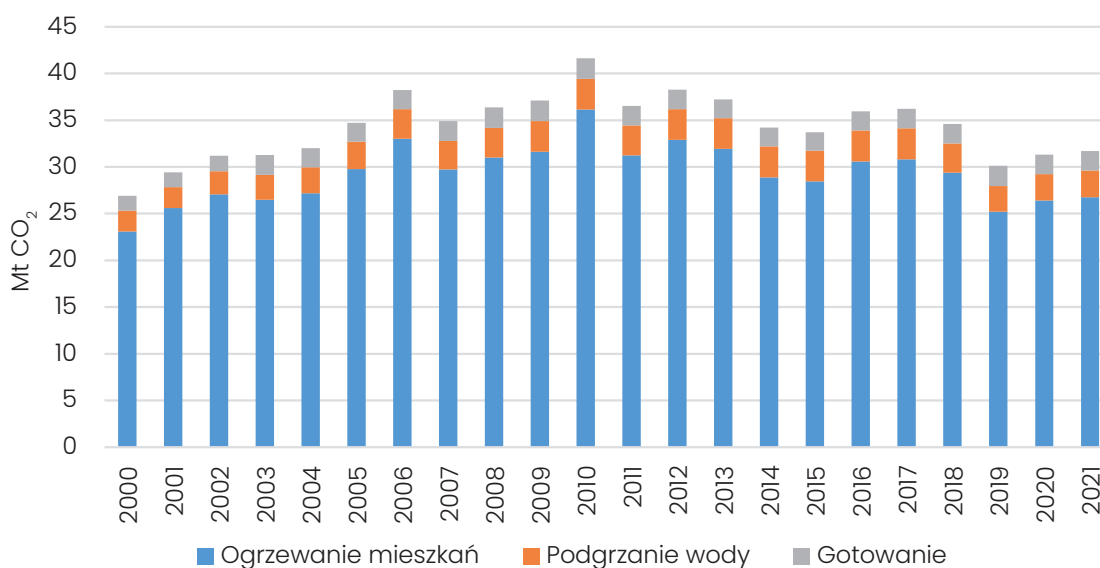
16 Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, R., Gąska, J., Rabięga, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_d-PLACE_v.2_d-place-model_documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

17 Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwier, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_MEESA_v.2_energy-model_documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

18 Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_EPICA_v.2_agriculture-model_documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

19 Boratyński, J., Witajewski-Baltvilks, J., Tatarewicz, I., Pyrka, I., Rabięga, W., Wąs, A., Kobus, P., Lewarski, M., Gorzałczyński, A., Tobiasz, I., Vitaliy, K., Jeszke, R., (2021) Procedure for linking sectoral models with the CGE model, Technical documentation version 1.0, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBIZE), Warsaw (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2021/12/CAKE_Models_Linking_21.12.2021_final.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).

WYKRES 4. HISTORYCZNE EMISJE CO₂ W POLSCE ZWIĄZANE Z UŻYTKOWANIEM MIESZKAŃ [Mt CO₂].



Źródło: Opracowanie własne na podstawie bazy IDEES-JRC 2021.

for 55') i generuje krańcowe koszty redukcji emisji w systemach EU ETS (ETS²⁰) i ETS2.

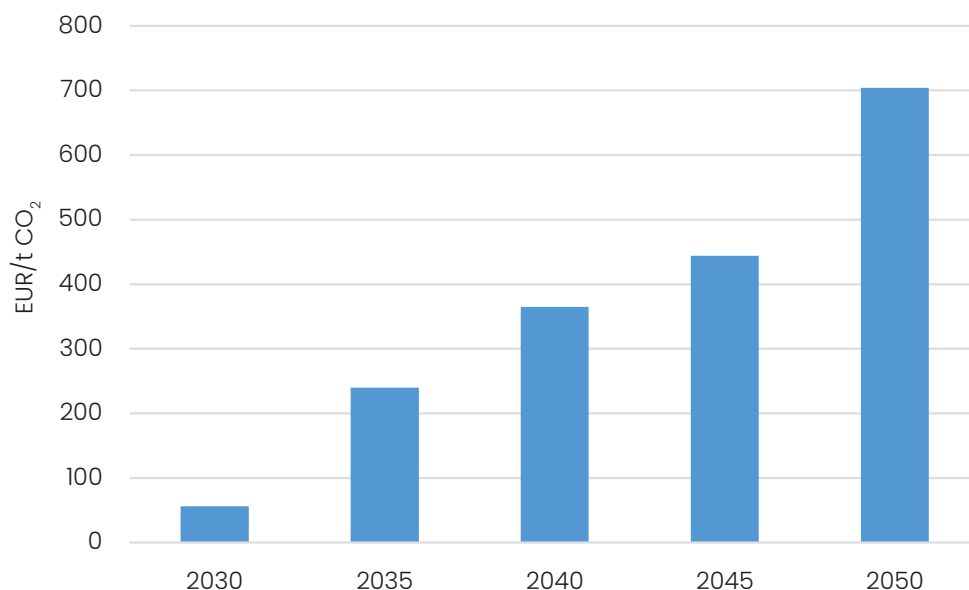
Tło historyczne – emisje i trendy

Omówienie wyników analizy poprzedzać powinno nakreślenie kontekstu, w jakim system ETS2 jest wprowadzany w Polsce. Warto zatem nadmienić, że w naszym kraju emisje z użytkowania samochodów osobowych od 2000 roku do 2021 wzrosły ponad dwukrotnie (por. Wykres 3.), co wynika ze wzrostu aktywności transportowej i malejącego udziału transportu publicznego, który jest mniej emisyjny niż indywidualny, a także z nieznacznego rozwoju parku pojazdów zeroemisyjnych. W 2022 samochody osobowe emitowały łącznie ok. 34,6 Mt CO₂ przy czym za połowę tych emisji odpowiadały samochody napędzane olejem napędowym. Biorąc pod uwagę fakt, że wprowadzenie systemu ETS2 obciąży użytkowników samochodów zgodnie z emisją związaną ze spalaniem paliw ropopochodnych, znaczący udział samochodów emisyjnych poruszających się po polskich drogach

możne przełożyć się na istotne wzrosty kosztów emisji z sektora transportowego.

Emisje związane z użytkowaniem budynków, w przypadku gospodarstw domowych, związane są przede wszystkim z jego ogrzewaniem/chłodzeniem, podgrzewaniem wody oraz z gotowaniem. Historyczne emisje gospodarstw domowych z ogrzewania, chłodzenia i gotowania według bazy JRC-IDEES 2021 dla lat 2000-2021 zostały przedstawione na Wykresie 4. Poziom emisji gospodarstw domowych oscyluje wokół 34 Mt CO₂, oznacza to średnio 2500 kg dwutlenku węgla na gospodarstwo domowe rocznie. Warty podkreślenia jest fakt, że aż 85% emisji w 2021 roku pochodzi z ogrzewania mieszkań, gdzie głównym paliwem były paliwa stałe (65%) i gaz (34%). Wprowadzenie systemu handlu emisjami ETS2 od 2027 roku przeniesie na gospodarstwa domowe ciężar emisji związanej z utrzymaniem mieszkań. Poziom historycznych emisji przedstawiony na poniższym wykresie stanowi bazę potencjalnych kosztów w przypadku nie przejścia na zeroemisyjne paliwa, które będą wykorzystane

20 Europejski system handlu emisjami obejmujący sektor energetyczny, przemysł wysokoemisyjny i energochłonny oraz sektor lotnictwa i transportu morskiego.

WYKRES 5. ŚCIEŻKA KRAŃCOWYCH KOSZTÓW REDUKCJI W KRAJACH UE27 W SCENARIUSZU POLITYK TRANSPORTOWYCH FIT55_TRANS DLA SYSTEMU ETS2 [EUR/t CO₂].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modeli TR3E i d-Place.

do ogrzewania mieszkań, podgrzewania wody i gotowania.

Ścieżka kosztów redukcji emisji

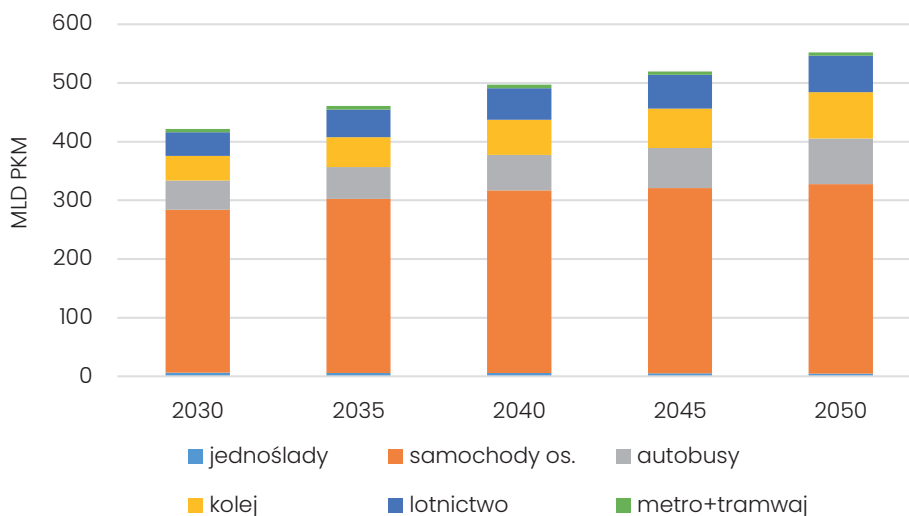
Opisana wyżej, historyczna skala wykorzystania paliw kopalnych przez polskie gospodarstwa domowe wskazuje na konieczność redukcji ich zużycia. Z punktu widzenia gospodarstw domowych kluczowa jest informacja zarówno o samej skali kosztów, które muszą one ponieść w procesie redukcji emisji, jak i rozkład tychże kosztów w czasie. Sposób w jaki kształtować się będą krańcowe koszty redukcji emisji zgodnie z, opisanym wcześniej, scenariuszem FIT55_trans²¹ został przedstawiony na Wykresie 5. Szacuje się, że po wprowadzeniu w 2027 roku ETS2 koszt redukcji emisji w 2030 roku będzie wynosił 56 EUR/t CO₂, w 2040 – ponad 360 EUR i około 700 EUR w 2050 roku.

Ścieżka eksploatacji samochodów osobowych

Koszty ETS2 z eksploatacji samochodów osobowych zależą m.in. od zmiany aktywności transportowej. Scenariusz rozwoju sektora (por. Wykres 6) zakłada wzrost aktywności pasażerskiej z 360 mld pkm w 2025 roku do ok. 550 mld pkm w 2050 roku. Jest to wzrost o 1,8% rocznie, przy czym wzrost aktywności samochodami osobowymi jest mniejszy niż całkowitej aktywności pasażerskiej – 1,1 % rocznie (32% w okresie 2025–2050). Oznacza to, że część aktywności indywidualnej (przy założeniu stałych wzrostów wszystkich typów aktywności) przenosi się na transport zbiorowy – kolej, autobusy i samoloty. W związku z tym gospodarstwa domowe nie ponoszą części kosztów systemu ETS2 bezpośrednio w cenie paliwa korzystając z alternatywnych form transportu (zbiorowego – efekt substytucyjny). Oczywiście samochody osobowe pozostają

21 Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabięga W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Roslaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBIZE), Warsaw (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/04/LIFE_VII EW_EUETS_Exploring-synergies.pdf, dostęp: 18.II.2024 r.).

WYKRES 6. ROZWÓJ SEKTORA TRANSPORTU PASAŻERSKIEGO W POLSCE W SCENARIUSZU TRANSPORTOWYM DO 2050 ROKU [MLD PKM].



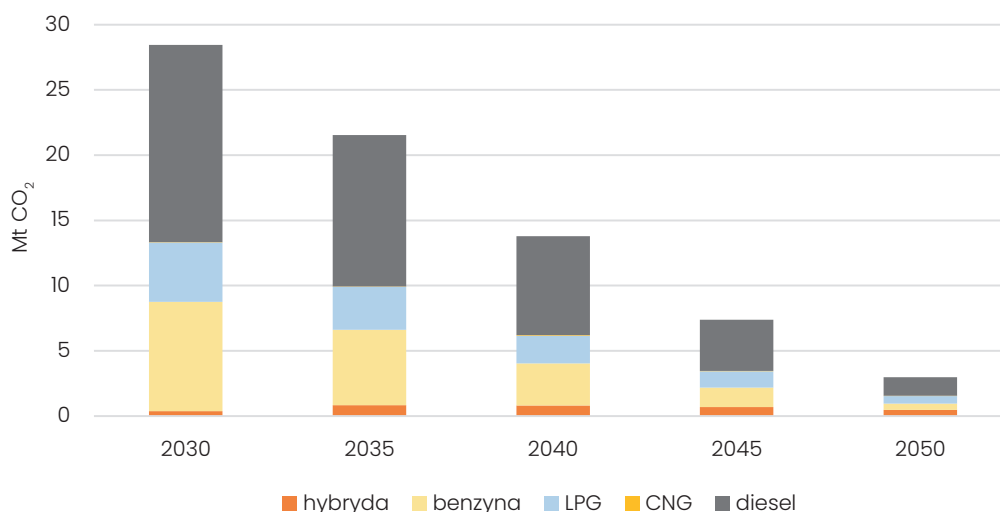
Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E.

dominującym środkiem lokomocji – ich udział w aktywności pasażerskiej spada z 69% w 2025 do 58% ogółu aktywności pasażerskiej.

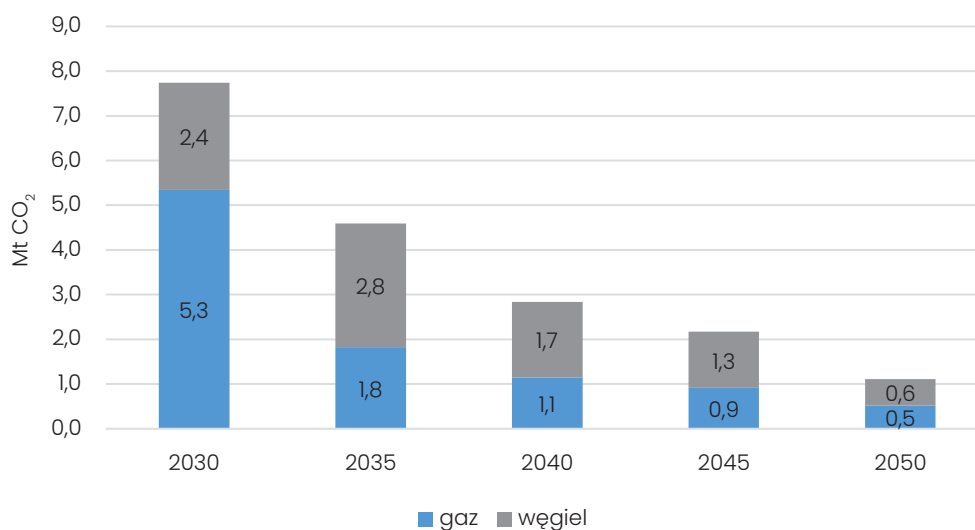
Emisje z samochodów osobowych w wyniku zaimplementowanych polityk w scenariuszu transportowym spadną dziesięciokrotnie do 2050 roku

w stosunku do poziomu z okresu 2025–2030 (por. Wykres 7). Oznacza to, że gospodarstwa domowe i firmy nie zostaną bezpośrednio obciążone kosztami emisji wynikającej ze spalania paliw ropopochodnych, ponieważ wzrost kosztów emisji w ETS2 będzie kompensowany spadkiem użycia samochodów spalinowych.

WYKRES 7. EMISJE Z SAMOCHODÓW OSOBOWYCH W POLSCE W PODZIALE NA PALIWA W SCENARIUSZU TRANSPORTOWYM [Mt CO₂].



Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E.

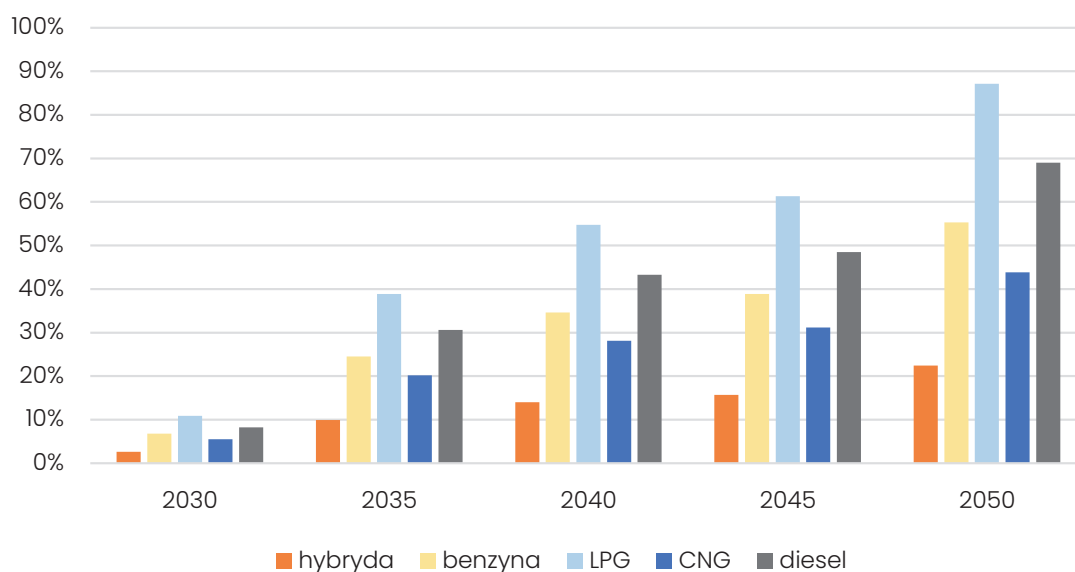
WYKRES 8. EMISJE W GOSPODARSTWACH DOMOWYCH W POLSCE W PODZIALE NA ŹRÓDŁO EMISJI (PALIWA) [Mt CO₂].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu d-Place.

Ścieżka eksploatacji budynków w ETS2

W scenariuszu FIT55 gospodarstwa domowe istotnie zmieniają strukturę nośników energii wykorzystywanej do ogrzania mieszkań, podgrzania wody i gotowania (por. Wykres 8). W okresie 2020–2030 dochodzi do znacznej rezygnacji ze zużycia węgla do ogrzania

mieszkań a okres 2030–2040 to odejście od wykorzystania gazu. W 2030 roku łączne emisje ze spalania węgla i gazu spadną około pięciokrotnie w stosunku do średniego poziomu z okresu 2020–2025, a w 2040 roku dziesięciokrotnie. Energia elektryczna zastąpi energię pozyskaną ze spalania węgla i gazu, która będzie częściowo pozyskana OZE²².

WYKRES 9. ZMIANA KOSZTÓW PALIW DO SAMOCHODÓW OSOBOWYCH W POLSCE W WYNIKU WPROWADZENIA SYSTEMU ETS2 [%].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modeli TR3E i d-Place.

²² Emisje z wytwarzania energii elektrycznej obejmuje system ETS.

Koszty dla gospodarstw domowych wynikające z wprowadzenia systemu ETS2

W celu zilustrowania kosztów systemu ETS2 w transporcie wyliczony został wzrost kosztów paliw na 1 km do samochodów osobowych ze względu na wprowadzenie opłaty za emisje (por. Wykres 9). Zmiany kosztów uwzględniają poprawę efektywności energetycznej pojazdów (zużycia paliw), poziom emisyjności spalanych paliw oraz koszt opłaty za emisje. Koszty benzyny do zasilania samochodu mogły wzrosnąć o ponad 50% w 2050, a oleju napędowego nawet o 70%. Najwyższy wzrost możliwy jest w przypadku zasilania gazem LPG ze względu na duże zużycie paliwa co przekłada się na wysoką emisję na kilometr. Najniższy wzrost kosztów obserwowany jest dla pojazdów hybrydowych ze względu na częściowe zasilanie energią elektryczną (szczególnie przy ruszaniu, gdzie zapotrzebowanie na paliwo jest największe) i stosunkowo niską emisję drogową.

Następnie wyliczone zostały uśrednione koszty dla gospodarstwa domowego²³ w systemie ETS2 na podstawie iloczynu emisji z samochodów osobowych i krańcowego kosztu redukcji emisji w scenariuszu transportowym (por. Wykres 10). Do obliczeń przyjęto odsetek samochodów osobowych użytkowanych przez gospodarstwa domowe na poziomie 70% (zakładając, że pozostałe 30% to samochody osobowe użytkowane komercyjnie)²⁴. W latach 2035–2040 uśredniony koszt emisji na gospodarstwo domowe to ok. 250 EUR rocznie. W 2045 roku, gdy roczne emisje wynikające z eksploatacji samochodów osobowych będą na poziomie ok. 380 kg CO₂ opłata za emisje wyniesie 170 EUR rocznie. Koszt redukcji emisji w 2050 roku

osiągnie największy poziom ok. 700 EUR za tonę CO₂, co przełoży się na średnią opłatę emisyjną w wysokości 110 EUR rocznie przy emisji ok. 160 kg na gospodarstwo domowe rocznie.

Podkreślić należy, że wyniki symulacji dokonano w oparciu o zestaw założeń dotyczących kosztów paliw, kosztów technologii, ich dostępności, czy czasu jaki będą używane auta spalinowe kupowane w przyszłości. Wyniki symulacji są wrażliwe na każde z tych założeń, dlatego nie można traktować ich jako pewnych. Ponadto wynik może ulegać zmianie w związku z możliwym przesunięciem wejścia w życie nowego systemu ETS2 lub zastosowaniem innego mechanizmu ograniczającego koszty²⁵. Dlatego wyniki symulacji zamieszczone na wykresie 10. powinno się traktować jako podkreślenie konieczności przyspieszenia transformacji oraz konieczności wprowadzania działań osłonowych dla wrażliwych grup społecznych. Przykładem źródeł finansowania takich działań może być Społeczny Fundusz Klimatyczny, który ma być wprowadzony przed wejściem ETS2 (w roku 2026), a Polska ma być jego największym beneficjentem (ma jej przysługiwać 17,6% z puli 65 mld EUR środków)²⁶.

Objęcie systemem ETS2 budynków wymusi na gospodarstwach domowych rezygnację z używania węgla do ogrzewania budynków jako najbardziej emisyjnego paliwa. Zużycie węgla do ogrzewania mieszkania, a tym samym emisji z jego spalania spadnie ośmiokrotnie w okresie 2025–2030 (w scenariuszu FIT55), natomiast wykorzystanie gazu do ogrzewania mieszkań spadnie najsilniej (około trzykrotnie) w latach 2030–2035. Średnie koszty przypadające na gospodarstwo domowe²⁷ wynikające z emisji CO₂ ze spalania węgla i gazu przedstawione

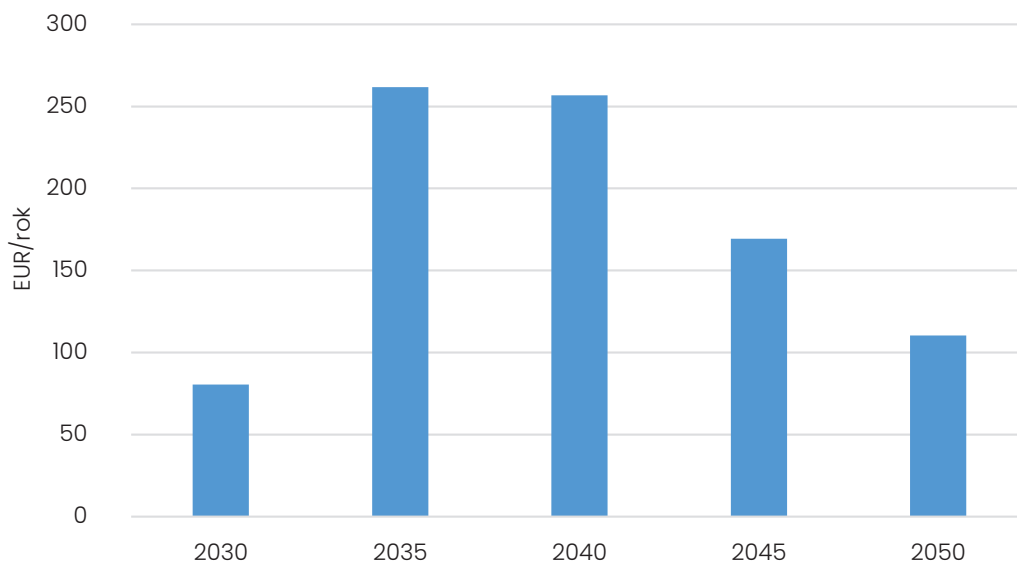
23 W obliczeniach odniesiono się do wszystkich gospodarstw domowych bez rozbicia na te użytkujące samochody spalinowe, elektryczne (lub wodorowe) czy jednocześnie spalinowe i elektryczne.

24 https://www.transportenvironment.org/uploads/files/Unveiling-Europes-corporate-car-problem_TE.pdf (dostęp: 13.11.2024 r.).

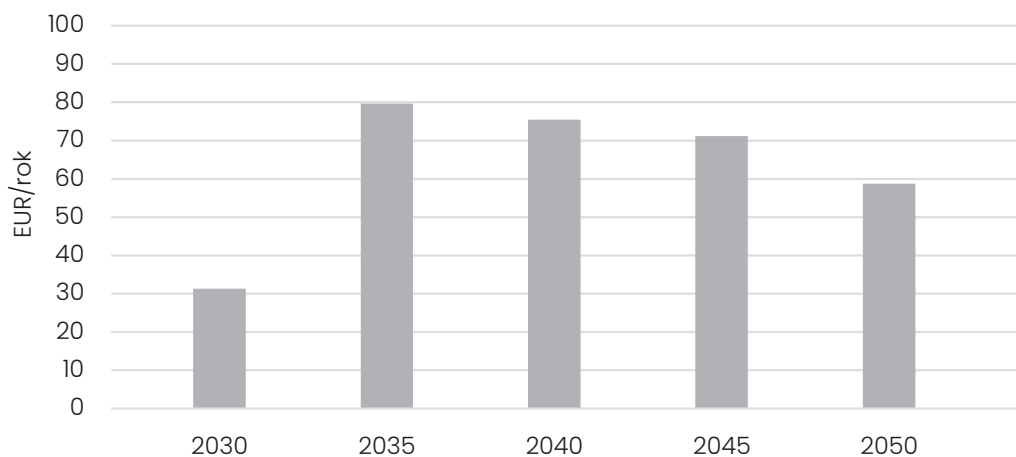
25 Zgodnie z nowelizacją dyrektywy EU ETS, jeśli cena uprawnień do emisji w systemie ETS2 w pierwszych latach jego obowiązywania przekroczy 45 euro za tonę, to zostaną uruchomione mechanizmy interwencji w celu stabilizacji rynku.

26 EUROPEAN PARLIAMENT AND COUNCIL (2023). Regulation (EU) 2023/955 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing the Social Climate Fund and amending Regulation (EU) 2021/1060. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R0955-20240630>, dostęp: 18.11.2024 r.).

27 Koszty emisji wynikające z użytkowania mieszkań zostały wyliczone na ogół gospodarstw domowych bez rozbicia na gospodarstwa „emisyjne” i „bezemisyjne”.

WYKRES 10. POZIOM UŚREDNIONYCH KOSZTÓW EMISJI NA GOSPODARSTWO DOMOWE W POLSCE W SYSTEMIE ETS2 WYNIKAJĄCY Z EKSPLOATACJI SAMOCHODÓW OSOBOWYCH [EUR/ROK].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modeli TR3E i d-Place.

WYKRES 11. POZIOM UŚREDNIONYCH KOSZTÓW EMISJI NA GOSPODARSTWO DOMOWE W POLSCE W SYSTEMIE ETS2 WYNIKAJĄCY Z UTRZYMANIA MIESZKAŃ [EUR/ROK].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modeli d-Place.

zostały na Wykresie 11. W 2035 roku będą one na najwyższym poziomie około 80 EUR rocznie na gospodarstwo domowe. W kolejnych okresie

2040–2050 spadną one w symulowanym scenariuszu do poziomu ok. 60 EUR rocznie.²⁸

²⁸ Należy wspomnieć, że w przyjętej w opracowaniu metodyce, koszty emisji uśrednione są względem wszystkich gospodarstw domowych w Polsce (także tych bezpośrednio nieużytkujących węgla i gazu w celach grzewczych – np. mieszkania w bloku). Stąd otrzymane wyniki różnić się mogą od rezultatów podobnych badań, w których zastosowano inne założenia w tej kwestii (por. np. Buk, Izdebski (2024); Maj et al. (2021)).



Objęcie systemem ETS2 budynków wymusi na gospodarstwach domowych rezygnację z używania węgla a następnie gazu. Średnie opłaty na gospodarstwo domowe wynikające z emisji CO₂ w 2035 roku będą na najwyższym poziomie około 80 EUR rocznie a w 2040-2050 spadną do poziomu ok. 60 EUR (biorąc pod uwagę wszystkie gospodarstwa domowe w Polsce). Pozostanie przy wykorzystaniu węgla i gazu do ogrzewania, gotowania i podgrzania wody, może przełożyć się na koszt opłat za emisje wynoszący 1000 EUR w 2040 i 2500 EUR w 2050 przy emisji 3,5 t CO₂ rocznie.

Wpływ ETS2 na strukturę parku samochodów osobowych

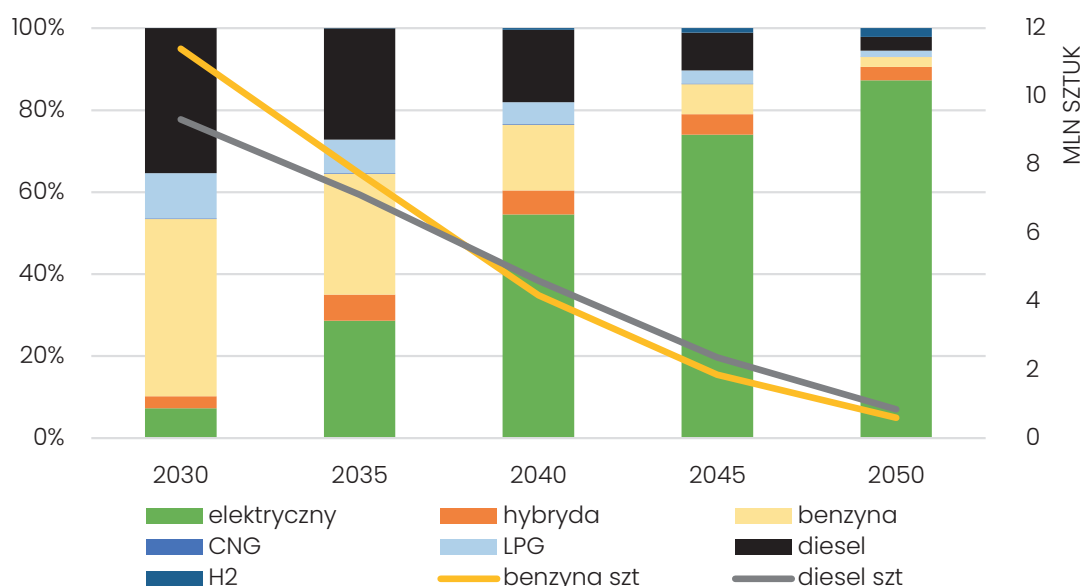
Symulowana struktura parku samochodów osobowych w scenariuszu transportowym przedstawiona została na wykresie 12. Rozwój elektromobilności to efekt łącznego działania takich czynników jak:

- postęp technologiczny technologii zeroemisyjnej skutkującej relatywnie niższą ceną pojazdów oraz spadkiem całkowitych kosztów posiadania samochodów osobowych,

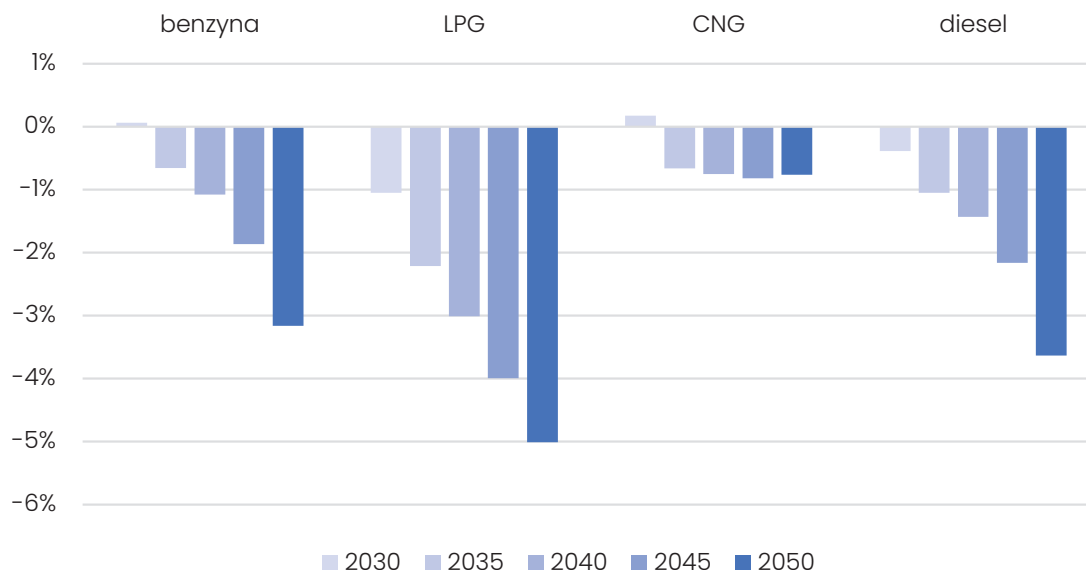
- zakaz sprzedaży nowych samochodów osobowych z silnikami wewnętrznego spalania od 2035 roku,
- wprowadzenie opłaty za emisje w systemie ETS2 od 2027 roku.

W 2040 roku 55% parku samochodów osobowych stanowić będą pojazdy elektryczne i wodorowe, natomiast w 2050 prawie 90%. Liczba samochodów zasilanych benzyną i olejem napędowym zmniejszy się o ponad połowę w okresie 2030-2040, natomiast

WYKRES 12. STRUKTURA PARKU SAMOCHODÓW OSOBOWYCH W SCENARIUSZU TRANSPORTOWYM W POLSCE DO 2050 ROKU [%] ORAZ PROGNOZOWANA LICZBA UŻYTKOWANYCH SAMOCHODÓW ZASILANYCH BENZYNĄ LUB OLEJEM NAPĘDOWYM [MLN SZTUK]



Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E.

WYKRES 13. ZMIANY LICZBY SAMOCHODÓW OSOBOWYCH W POLSCE WG PALIW ZE WZGLĘDU NA OPŁATĘ ZA EMISJE W SYSTEMIE ETS2 [%].

Źródło: Obliczenia własne na podstawie wyników modelu TR3E.

w roku 2050 ich łączna liczba pozostająca w użyciu wyniesie około 1,5 mln sztuk.



Liczba samochodów zasilanych benzyną i olejem napędowym zmniejszy się o ponad połowę w okresie 2030-2040, natomiast w roku 2050 ich łączna liczba pozostająca w użyciu wyniesie około 1,5 mln sztuk. Przełoży się to na uśredniony koszt emisji na gospodarstwo domowe 250 EUR w latach 2035-2040 rocznie oraz 170 EUR w 2045 roku (przy emisjach 380 kg CO₂ rocznie) oraz 110 EUR w 2050 roku. Eksploatując jedynie samochód spalinowy należy liczyć się z kosztami emisji rzędu 500 EUR w 2040 i 1000 EUR w 2050 roku.”

Zmiany w parku samochodów osobowych wynikają z szeregu polityk zaimplementowanych w scenariuszu FIT55_trans. Jedną ze składowych tych działań jest opłata za emisje. Wykres 13 obrazuje procentowe zmiany w liczbie samochodów osobowych jakie wywołał wzrost kosztów paliw ze

względu na koszty emisji CO₂ (przy zaimplementowanych innych politykach/szokach takich jak postęp technologiczny czy wyższa niż historyczna stopa złomowania samochodów osobowych). Stopień oddziaływania na liczbę pojazdów zależy od ścieżki cen uprawnień do emisji i emisyjności pojazdów. W przypadku samochodów osobowych zasilanych benzyną i olejem napędowym zmiany te mogą sięgnąć 3-4% liczby pojazdów, dla LPG do 5%. Należy zwrócić uwagę na fakt, że podany spadek procentowy dotyczy różnych poziomów liczby pojazdów w parku, tak więc niższe wartości procentowe w latach 2035-2040 będą oznaczały wyższe wartości liczbowe niż w latach 2045-2050 ze względu na wyższy poziom odniesienia. W wartościach bezwzględnych liczba samochodów spalinowych w okresie 2035-2040 może być niższa o około 50 tys. sztuk w przypadku samochodów benzynowych, jak i zasilanych LPG oraz o ponad 70 tys. sztuk samochodów zasilanych olejem napędowym. Jest to zmiana floty wynikająca jedynie ze wzrostu cen paliw ropopochodnych (przy wprowadzonych innych politykach np. wprowadzaniem zakazu sprzedaży samochodów spalinowych od 2035 roku).

Podsumowanie

Wprowadzenie systemu ETS2 jako mechanizmu redukcji emisji obniży poziom emisji CO₂ w Polsce. Ceną tej redukcji będą dodatkowe koszty, którymi obciążone zostaną gospodarstwa domowe, które nie zmienią struktury nośników energii na zeroemisyjne. Najwyższe koszty za emisje poniosą gospodarstwa domowe w 2035 roku, w którym proces dekarbonizacji nabierze największego tempa. Wyniosą one około 250 EUR średniorocznie za korzystanie z samochodów spalinowych oraz 80 EUR rocznie za spalania węgla i gazu.

Dekarbonizacja w transporcie będzie zachodzić wolniej niż w użytkowaniu budynków, ponieważ samochody używane (spalinowe) znajdują nowych nabywców na rynku wtórnym. Piece na węgiel i na gaz z reguły nie są odsprzedawane i ponownie wykorzystywane. Warto zwrócić uwagę na fakt, że podane koszty to uśrednione koszty na 1 gospodarstwo domowe – bez względu na to w jaki sposób ogrzewa ono dom, natomiast koszty emisji będą ponosiły tylko gospodarstwa „emisyjne” wykorzystujące paliwa kopalne. Podobnie w przypadku transportu nie rozróżniamy czy dane gospodarstwo posiada samochód elektryczny czy spalinowy.

Po 2040 roku koszt emisji w transporcie będzie spadał liniowo i w 2050 będzie ponad dwukrotnie niższy, wynosząc ok. 100 EUR na gospodarstwo domowe rocznie. Trajektorja kosztów na gospodarstwo domowe ukazuje całkowite koszty ETS2, na które ma wpływ aktywność transportowa, struktura parku pojazdów i koszt emisji z korektą na liczbę gospodarstw. Opłaty za emisje z użytkowania budynków nie będą spadać tak istotnie po 2040 roku, gdyż wtedy wymiana urządzeń na elektryczne osiągnie już poziom zaawansowania, przy którym średnie roczne emisje na gospodarstwo domowe wynosić będą poniżej 200 kg CO₂ (1,1 Mt łącznie).



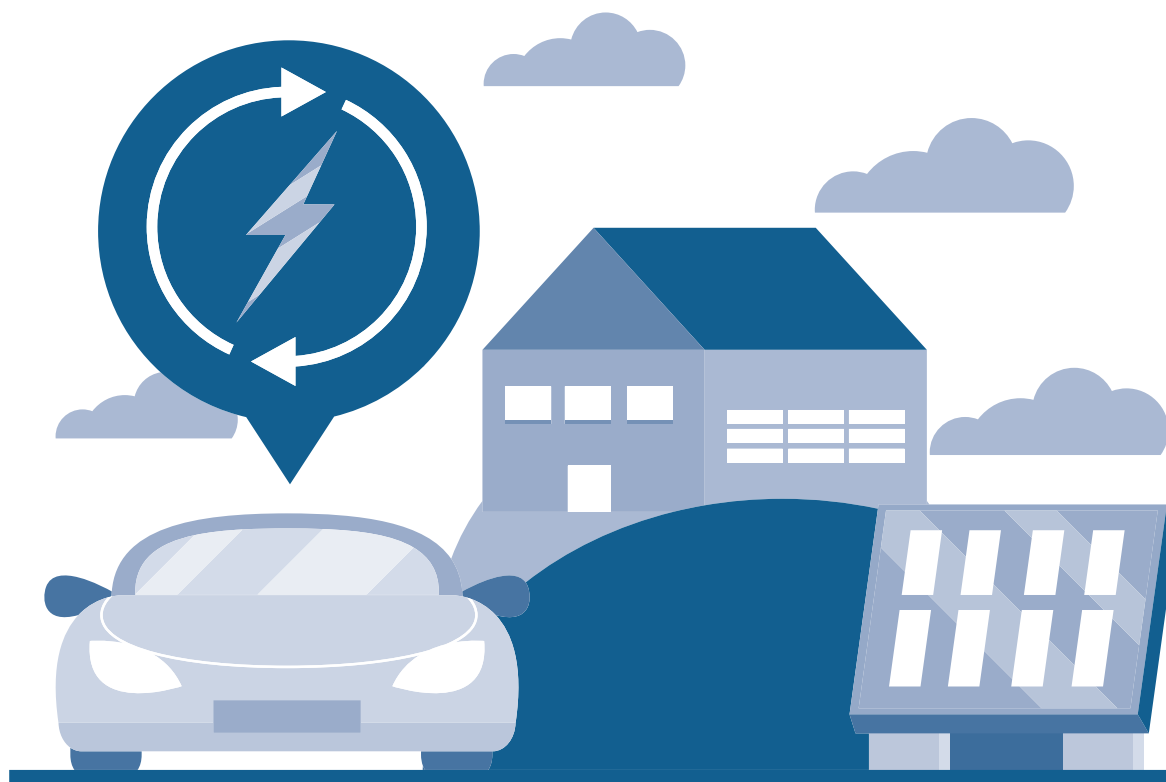
Wnioskiem z przeprowadzonej przez zespół CAKE analizy jest konieczność podjęcia działań przyspieszających transformację oraz to, że szczególnie dla najbardziej wrażliwych grup społecznych konieczne będzie podjęcie działań osłonowych w oparciu o projektowane nowe fundusze tj. Społeczny Fundusz Klimatyczny.

Opłata za emisje w ETS2 będzie doliczana do ceny paliwa (benzyny, oleju napędowego, węgla, gazu) i ponoszona przez gospodarstwa „emisyjne” – używające samochodów (ICE²⁹ – emisyjnych) oraz spalające węgiel i gaz w celu ogrzania budynków, gotowania i podgrzania wody. Przyjmując w transporcie odsetek gospodarstw emisyjnych na podstawie liczby samochodów ICE w Polsce można wyliczyć, że udział samochodów, od których użytkownicy będą ponosić koszty emisji CO₂ w parku pojazdów spada ze 100% w 2025 do 45% w 2040 i 13% w 2050 roku. Następnie dzieląc całkowite koszty emisji w transporcie ponoszone przez gospodarstwa przez liczbę gospodarstw emisyjnych można wyliczyć koszty ETS2 na gospodarstwa emisyjne. Przyjmując taką metodologię, roczne obciążenie z użytkowania samochodów ICE może w 2040 przekroczyć poziom 500 EUR, a w 2050 sięgnąć poziomu 1000 EUR rocznie na gospodarstwo domowe (emisyjne).

W analogiczny sposób można wyznaczyć na podstawie zużycia paliw do ogrzewania, gotowania i podgrzania ciepłej wody – odsetek gospodarstw domowych wykorzystujących paliwa kopalne. Według danych Eurostatu³⁰ w 2020 około 54% zużytych przez gospodarstwa domowe paliw to paliwa kopalne (w 2015 było to 62% miks, a w 2022 spadło do 52%). Przyjmując na podstawie scenariusza FIT55 spadek liczby gospodarstw domowych wykorzystujących węgiel i gaz w swoich domach

29 ICE oznacza Internal Combustion Engine, czyli silnik spalinowy (wewnętrzny spalania).

30 Eurostat: statystyka nrg_d_hhq.



z poziomu około 7 mln w 2025 roku do poziomu ok. 300 tys. w 2050 roku można oszacować koszty, jakie ponosiłyby one w związku ze spalaniem tych paliw. Przy emisji ok. 3,5 t CO₂ rocznie gospodarstwa spalającego węgiel i gaz, w 2040 roku koszty emisji mogłyby przekroczyć 1 000 EUR a w 2050 roku sięgnąć poziomu 2 500 EUR. Warto zwrócić uwagę na fakt, że opłaty te mogłyby dotyczyć osoby o najniższym dochodzie. Ze statystyk³¹ Eurostatu wynika, że w 2020 roku dochody pierwszego kwintyla gospodarstw domowych nie przekraczały poziomu 15 000 EUR, w 2023 próg ten wzrósł do 18 000 EUR rocznie. Wydatki gospodarstw domowych³² w tym okresie na energię elektryczną, gaz i inne paliwa kopalne były rzędu 1 800 EUR rocznie. Wynika z tego,

że koszt emisji na poziomie powyżej 3 ton CO₂ przekroczyłby obecny koszt zakupu paliw.

Analizując wyniki symulacji modelowych pamiętać należy o wrażliwości wyników na założenia dotyczące kosztów technologii, paliw i przyjętych założeń dotyczących dostępności technologii w przyszłości. Wyniki zaprezentowanych symulacji powinny prowadzić do wniosku, że konieczne jest istotne przyspieszenie transformacji. W trosce o najbardziej wrażliwe grupy społeczne powinniśmy skupiać się również na działaniach osłonowych – w tym celu możemy wykorzystać dostępne już środki np. ze Społecznego Funduszu Klimatycznego, którego Polska jest największym beneficjentem.

³¹ Eurostat: statystyka ilc_di01.

³² Eurostat: statystyka nama_10_co3_p3.

Literatura:

1. Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, R., Gąska, J., Rabięga, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_d-PLACE_v.2_d-place-model_documentation.pdf.
2. Buk, Izdebski (2024) Analiza wpływu ETS2 na koszty życia Polaków, Warszawa. (https://ets2koszty.pl/wp-content/uploads/2024/07/ets2_raport_final.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).
3. CAMBRIDGE ECONOMETRICS (2020) Decarbonising European transport and heating fuels – Is the EU ETS the right tool? – final report, Cambridge.
4. EUROPEAN COMMISSION (2020) Possible extension of the EU Emissions Trading System (ETS) to cover emissions from the use of fossil fuels in particular in the road transport and the buildings sector – final report, Publications Office of the European Union, Brussels.
5. EUROPEAN COMMISSION (2024) Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2023, Publications Office of the European Union, Brussels.
6. EUROPEAN ENVIRONMENT AGENCY DATAHUB (2024) [EU SDG 13_31] Average CO2 emissions per km from new passenger cars, (<https://sdi.eea.europa.eu/data/f788b75b-1803-47ec-968e-abe59075f8f5>, dostęp: 06.11.2024).
7. Główny Urząd Statystyczny (2023) Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 r., Warszawa, Rzeszów.
8. EUROPEAN COMMISSION (2023) Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU) 2019/1242 as regards strengthening the CO₂ emission performance standards for new heavy-duty vehicles and integrating reporting obligations, and repealing Regulation (EU) 2018/956, Publications Office of the European Union, Strasbourg.
9. Boratyński, J., Witajewski-Baltvilks, J., Tatarewicz, I., Pyrka, I., Rabięga, W., Wqs, A., Kobus, P., Lewarski, M., Gorzałczyński, A., Tobiasz, I., Vitaliy, K., Jeszke, R., (2021) Procedure for linking sectoral models with the CGE model, Technical documentation version 1.0, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2021/12/CAKE_Models_Linking_21.12.2021_final.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).
10. Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabięga W., Wqs A., Lewarski M., Skwierz S., Roslaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), Warsaw (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/04/LIFE_VII EW_EUETS_Exploring-synergies.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).
11. EUROPEAN PARLIAMENT AND COUNCIL (2023). Regulation (EU) 2023/955 of the European Parliament and of the Council of 10 May 2023 establishing the Social Climate Fund and amending Regulation (EU) 2021/1060. (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:02023R0955-20240630>, dostęp: 18.11.2024 r.).
12. Główny Urząd Statystyczny (2023) Narodowy Spis Powszechny Ludności i Mieszkań 2021. Rodziny w Polsce w świetle wyników NSP 2021, Warszawa.
13. Główny Urząd Statystyczny (2022) Obwieszczenie Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego z dnia 30 marca 2022 r. w sprawie przeciętnego miesięcznego dochodu rozporządzalnego na 1 osobę ogółem w 2021 r. (<https://stat.gov.pl/sygnalne/komunikaty-i-obwieszczenia/lista-komunikatow-i-obwieszczen/obwieszczenie-w-sprawie-przecietnego-miesiecznego-dochodu-rozporzadzalnego-na-1-osobe-ogolem-w-2021-roku,294,8.html>, dostęp: 18.11.2024 r.).
14. <https://www.acea.auto/files/ACEA-report-vehicles-in-use-europe-2023.pdf> (dostęp: 13.11.2024 r.).
15. <https://www.sustainable-bus.com/news/uk-germany-norway-leader-electric-bus-market-2023-europe/> (dostęp: 13.11.2024 r.).
16. https://www.transportenvironment.org/uploads/files/Unveiling-Europes-corporate-car-problem_TE.pdf (dostęp: 13.11.2024 r.).
17. Maj, M., Rabięga, W., Szpor, A., Cabras, S., Marcu, A., Fazekas, D. (2021), Impact on Households of the Inclusion of Transport and Residential Buildings in the EU ETS, Polish Economic Institute, Warsaw.
18. Rabięga, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR3E Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_TR3E_v.2_transport-model-documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).
19. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_MEESA_v.2_energy-model_documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).
20. Wqs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, The Institute of Environmental Protection – National Research Institute/ National Centre for Emissions Management, Warsaw 2022. https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/03/CAKE_EPICA_v.2_agriculture-model_documentation.pdf, dostęp: 18.11.2024 r.).



Skutki ekonomiczne proponowanego przez Komisję Europejską celu redukcji emisji GHG na 2040 rok

Autorzy:

Maciej Pyrka, Kierownik Zespołu Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Robert Jeszke, Zastępca Dyrektora IOŚ-PIB, Kierownik KOBIZE i CAKE

Jan Witajewski-Baltvilks, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Marta Rosłaniec, Zespół Strategii, Analiz i Aukcji, KOBIZE/CAKE

Skutki ekonomiczne proponowanego przez Komisję Europejską celu redukcji emisji GHG na 2040 rok

Słowa kluczowe: cel redukcyjny na 2040, polityka energetyczno-klimatyczna UE, neutralność klimatyczna, ekonomiczne skutki polityki klimatycznej, koszty dekarbonizacji, koszty koszt Europejskiego Zielonego Ładu



Autor:
Maciej Pyrka



Autor:
Robert Jeszke



Autor:
Jan Witajewski-Baltvilks



Autor:
Marta Rośliniec

Streszczenie

Dążenie do osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 roku pociąga za sobą nie tylko redukcję emisji, wpływa także na sytuację poszczególnych sektorów i regionów. Analiza zaproponowanego przez KE na 2040 r. celu redukcji emisji o 90% w stosunku do roku 1990 pozwoli na ocenę jego wpływu na kondycję gospodarki UE oraz na możliwe działania w zakresie budowania zrównoważonej i efektywnej kosztowo ścieżki do osiągnięcia celu na 2050 r. Opcja 90% według KE określa najmniejszy budżet GHG i zdaniem KE zapewnia przewagę konkurencyjną, ogranicza negatywne skutki dla środowiska, jest zgodna z wytycznymi Rady doradczej (z ang. European Scientific Advisory Board on Climate Change, ESABCC). Analiza Centrum Analiz Klimatyczno-Energicznych (CAKE) pokazuje inne opcje scenariuszowe i ich wpływ na gospodarkę UE i państw członkowskich. Wyłączenie technologii eksperymentalnych i ograniczenie tempa rozwoju pozostałych technologii spowodowało zawężenie tanich opcji redukcji emisji do 2040 r., co w scenariuszach CAKE (oznaczonych jako Fit55_S2+

i Fit55_S3+) doprowadziło do gwałtownego wzrostu cen pozwoleń na emisję w 2040 r., choć w 2050 r. spadły one do 380 EUR/tCO₂ dzięki dostępności tańszych rozwiązań. Szybka dekarbonizacja przyczyniła się do umiarkowanych spadków PKB na poziomie UE, przy wyraźnym zróżnicowaniu regionalnym i większym obciążeniu krajów, takich jak Polska, gdzie koszty inwestycji w technologie nisko-emisyjne wpłynęły na obniżenie konsumpcji.

Porównanie wyników uzyskanych przez Komisję Europejską z niezależnymi analizami CAKE ma na celu wsparcie konstruktywnego dialogu dotyczącego proponowanego celu klimatycznego do 2040 roku, umożliwiając lepsze zrozumienie potencjalnych wyzwań, kosztów oraz korzyści związanych z jego realizacją.

Niniejszy artykuł został opracowany na podstawie Rozdziału 9 raportu *Exploring Synergies between the EU ETS and Other EU Climate Policy Measures – Carbon Removal, Hydrogen, and Sectoral Transport*

*Policy*¹, przygotowanego przez zespół CAKE w KO-BiZE/IOŚ-PIB. Raport stanowi odpowiedź na ocenę wpływu wybranych scenariuszy (ścieżek) redukcji

emisji, przedstawionych przez Komisję Europejską oraz analizuje ich konsekwencje dla gospodarki i społeczeństwa UE.

Spis skrótów:

CAKE	– Centrum Analiz Klimatyczno-Energicznych	IOŚ-PIB	– Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy
CCS	– Wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla – ang. Carbon Capture and Storage	KE	– Komisja Europejska
DACCS	– Wychwytywanie CO ₂ z powietrza – ang. Direct Air Carbon Capture and Storage	KOBiZE	– Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
ESABCC	– Europejska Naukowa Rada Doradcza ds. Zmian Klimatu – ang. European Scientific Advisory Board on Climate Change	LULUCF	– Użytkowanie gruntów, zmiana użytkowania gruntów i leśnictwo – ang. Land use, land use change and forestry
ETS2	– System Handlu Uprawnieniami do Emisji dla sektorów budownictwa i transportu	Non-ETS	– Sektory poza Europejskim Systemem Handlu Uprawnieniami do Emisji
EU ETS	– Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji – ang. European Union Emissions Trading System	OZE	– Odnawialne źródła energii
GHG	– Gazy cieplarniane – ang. Greenhouse gases	PKB	– Produkt krajowy brutto
IA	– Ocena wpływu – ang. Impact assessment	UE	– Unia Europejska

1 Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabięga W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Roslaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa, kwiecień 2024 (link: <https://www.kobize.pl/pl/article/aktualnosci-2024/id/2629/nowa-analiza-cake-kobize-ios-pib-dotyczaca-synergii-systemu-eu-ets-z-innymi-politykami>; dostęp: 22.10.2024 r.).

Nowe cele klimatyczne Unii Europejskiej: ambitne wyzwania na drodze do neutralności klimatycznej

Unia Europejska od lat stoi na czele globalnych działań na rzecz ochrony klimatu, wyznaczając ambitne cele polityki klimatycznej, co skutkuje nieustannym podnoszeniem zobowiązań w dążeniu do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych (GHG). Obecnie realizowana strategia tj. Europejski Zielony Ład² przewiduje redukcję emisji o 55% do 2030 roku w stosunku do poziomów z 1990 roku, a w dalszej perspektywie osiągnięcie neutralności klimatycznej netto do 2050 roku, uwzględniając pochłanianie

emisji. Kluczowym elementem polityki klimatycznej w UE jest pakiet legislacyjny 'Fit for 55'³, który sankcjonuje realizację celów redukcji emisji GHG na najbliższą dekadę do 2030 r. Dążenie do neutralności klimatycznej wymaga od Unii Europejskiej znalezienia delikatnej równowagi między zrównoważonym rozwojem a opłacalnością ekonomiczną.



W lutym 2024 roku Komisja Europejska przedstawiła swoje propozycje dotyczące celu na 2040 rok⁴, realizując obowiązek wynikający z Europejskiego Prawa Klimatycznego⁵.

2 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Komisja Europejska, Bruksela, dnia 11.12.2019 r. COM(2019) 640 final.

3 Pakiet 'Fit for 55' to zestaw aktów prawnych mający zmienić i uaktualnić unijne przepisy oraz ustanowić nowe inicjatywy, tak by polityka UE była zgodna z celami klimatycznymi ustalonymi przez Radę i Parlament Europejski wynikającymi z Europejskiego Zielonego Ładu.

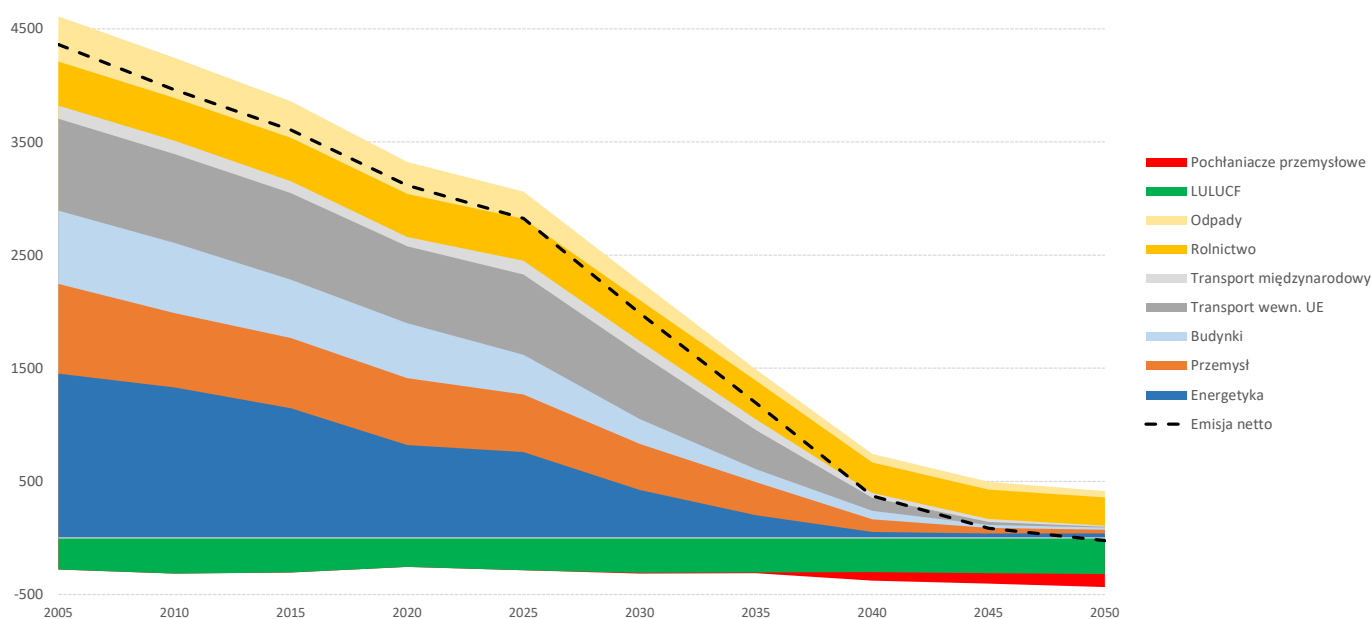
4 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, Zabezpieczenie naszej przyszłości, Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa, Komisja Europejska, Strasburg, dnia 6.2.2024 r. COM(2024) 63 final.

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

W lutym 2024 roku Komisja Europejska przedstawiła swoje propozycje dotyczące celu na 2040 rok⁶, realizując obowiązek wynikający z Europejskiego Prawa Klimatycznego⁷. Propozycja Komisji otwiera polityczną debatę, która z pewnością zdominuje europejską scenę w nadchodzących miesiącach. Komisja wstępnie zaproponowała redukcję emisji gazów cieplarnianych netto o 90% względem

poziomów z 1990 roku, argumentując, że państwa członkowskie UE są gotowe na podjęcie tego wyzwania. Propozycja ta została oparta m.in. na trzech kluczowych filarach: propozycji Europejskiej Naukowej Rady Doradczej ds. Zmian Klimatu, konsultacjach społecznych oraz ocenie skutków przeprowadzonych przez Komisję Europejską.

WYKRES 1. ŚCIEŻKA REDUKCJI EMISJI W SCENARIUSZ S3, UE27 [MT CO₂ EKW.]



Źródło: Komisja Europejska

Europejska Naukowa Rada Doradcza ds. Zmian Klimatu (European Scientific Advisory Board on Climate Change, ESABCC) wskazała, że UE jest przygotowana na osiągnięcie celu redukcji emisji na poziomie od 90% do 95%⁸. Ponadto, zakończone 23 czerwca 2023 przez KE konsultacje społeczne⁹

pokazały, że większość respondentów popiera zdecydowane działania na rzecz ochrony klimatu, choć średni proponowany przez respondentów cel redukcji emisji wynosił 77%, co wskazuje na bardziej zachowawcze podejście interesariuszy wobec wyznaczania ambitnych celów, w stosunku

6 Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, Zabezpieczenie naszej przyszłości, Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa, Komisja Europejska, Strasburg, dnia 6.2.2024 r. COM(2024) 63 final.

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

8 Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050, European Scientific Advisory Board on Climate Change, 15 June 2023, DOI: 10.2800/609405, ISBN: 978-92-9480-584-3.

9 https://ec.europa.eu/info/law/better-regulation/have-your-say/initiatives/13793-Cel-klimatyczny-UE-na-2040-r/public-consultation_pl, dostępne 21.11.2024 r.

do wcześniej wspomnianej propozycji Rady. Przeprowadzona została również ocena skutków (IA)¹⁰ dotycząca celu klimatycznego UE na 2040 rok. Komisja zdecydowała się na wybór najbardziej ambitnego scenariusza przedstawionego w ocenie skutków i zaprezentowała go jako propozycję nowej ścieżki redukcji emisji (celu redukcyjnego) do 2040 rok. W kontekście takiego wyboru istotne wydaje się przeanalizowanie alternatywnych scenariuszy uwzględnionych w ocenie skutków, aby ocenić zasadność tej decyzji.



Komisja zdecydowała się na wybór najbardziej ambitnego scenariusza przedstawionego w ocenie skutków i zaprezentowała go jako propozycję nowej ścieżki redukcji emisji (celu redukcyjnego) do 2040 rok.

W odpowiedzi na te wyzwania, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) podjęło inicjatywę przeliczenia scenariuszy przedstawionych w ocenie skutków, wykorzystując własne narzędzia modelowe. Celem tych działań jest porównanie wyników uzyskanych przez Komisję Europejską z niezależną oceną CAKE, co pozwoli na wsparcie konstruktywnego dialogu na temat proponowanego celu klimatycznego do 2040 r. Taki dialog jest niezbędny, aby zagwarantować sprawiedliwy podział obciążeń redukcyjnych, a także zapewnić szersze poparcie w UE dla wybranej ścieżki transformacji.

Analiza celów klimatycznych na rok 2040 rozważanych przez KE w ocenie skutków

Ocena wpływu KE pt.: „*Securing our future Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society*” przedstawia trzy scenariusze redukcji emisji do 2040 r.: S1 (-78,5%), S2 (-88%) i S3 (-92%).

Dodatkowo KE zaprezentowała scenariusz „LIFE”, który ma pokazać, jak wybrane parametry związane m.in. ze stylem życia, wpłyną na redukcję emisji. Mimo że scenariusze od S1 do S3 są zróżnicowane pod względem przewidywanego poziomu redukcji emisji do 2040 r., wszystkie mają na celu osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r.

Analizując wyniki modelowania prezentowane przez KE w ocenie skutków, w szczególności scenariusze S2 i S3, należy stwierdzić, że mogą być one obciążone dużą dozą niepewności ze względu na założenie o implementacji niedostępnych obecnie na rynku technologii, wśród których znajdziemy paliwa syntetyczne i wodór. Ponadto kluczowe jest także założenie KE o wysokim potencjale odnawialnych źródeł energii (OZE), które wydaje się być mocno optymistyczne.



Analizując wyniki modelowania prezentowane przez KE w ocenie skutków, w szczególności scenariusze S2 i S3, należy stwierdzić, że mogą być one obciążone dużą dozą niepewności ze względu na założenie o implementacji niedostępnych obecnie na rynku technologii, wśród których znajdziemy paliwa syntetyczne i wodór. Ponadto kluczowe jest także założenie KE o wysokim potencjale odnawialnych źródeł energii (OZE), które wydaje się być mocno optymistyczne.

Dodatkowo w ocenie skutków KE nie zaprezentowała zróżnicowania zmiany wskaźników makroekonomicznych pomiędzy krajami i regionami na skutek implementacji badanych scenariuszy redakcyjnych. Prezentując średnie zmiany wskaźników makroekonomicznych na poziomie całej UE. W najbardziej ambitnym scenariuszu S3 najniższy poziom prognozowanego PKB jest o 0,8% niższy niż w scenariuszu S2. Najmniej ambitny scenariusz S1 zakłada co najwyżej 0,6% wyższe PKB niż w scenariuszu S2.

¹⁰ Dokument roboczy służb Komisji Ocena skutków, Report accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Securing our future: Europe’s 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, EC, SWD(2024) 63 final, Strasbourg 2024.

Skala zmian jest więc relatywnie niewielka dla całej UE. Nie oznacza to jednak, że wpływ będzie mały dla wszystkich państw i regionów Unii Europejskiej.

Alternatywa dla analizy KE

W artykule porównano wyniki otrzymane przez KE w ocenie skutków z wynikami uzyskanymi przy użyciu własnych narzędzi modelowych CAKE. W przeciwieństwie do scenariuszy KE z Oceny wpływu przyjęto, że paliwa syntetyczne (e-paliwa) nie będą się rozwijały, podobnie jak nie będzie wdrożenia na szeroką skalę technologii bezpośredniego wychwytu CO₂ z atmosfery (DACCS) oraz że wodór (bez uwzględnienia subsydiów) będzie musiał konkurować na wolnym rynku z gazem ziemnym.

Implementacja bardzo ambitnych celów redukcyjnych dla UE bez wspomnianych powyżej

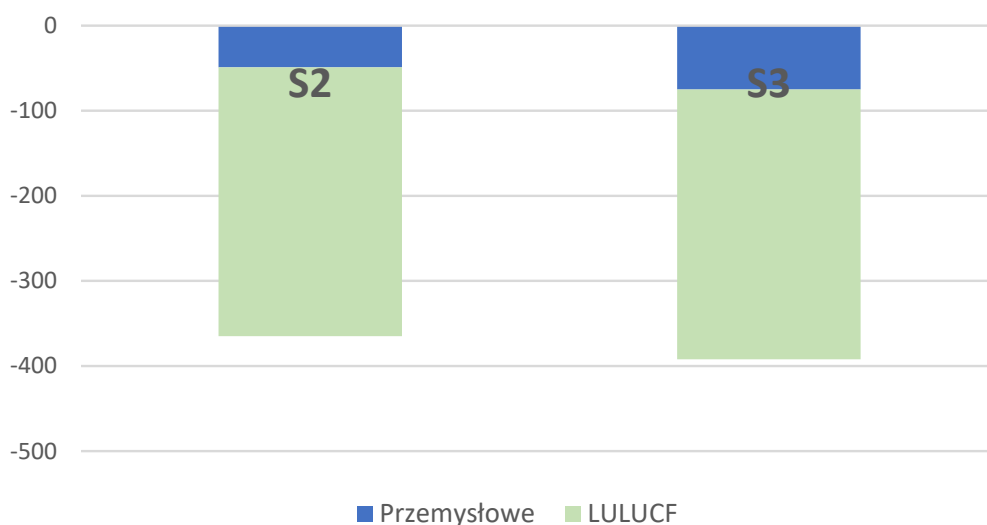
technologii i przy założeniu, że wykorzystanie wodoru jest uwarunkowane ceną gazu ziemnego, wymagała wprowadzenia mechanizmu, pozwalającego na przekroczenie limitów emisji (przekroczenia celów redukcyjnych). W tym celu w analizę CAKE przyjęto założenie o nieograniczonej podaży uprawnień do emisji przy koszcie 1000 EUR/tCO₂. Umożliwia to przekroczenie limitów emisji, a nadwyżkowe emisje pojawiają się, kiedy cena pozwolenia osiągnie poziom 1000 EUR/15 za tonę CO₂ ekw. Można to porównać do sytuacji w której instalacje objęte limitem płacą za nadwyżkowe emisje kary, ale nie występuje żadne realne zmniejszenie wielkości emisji.

Poniższa tabela przedstawia analizowane scenariusze CAKE wraz z odpowiadającymi im celami redukcji emisji GHG.

TABELA 1. CELE REDUKCYJNE W SCENARIUSZACH FIT55+, FIT55_S2+ I FIT55_S3+ DLA UE.

SCENARIUSZ	CELE REDUKCYJNE DLA UE				LULUCF [MLN TCO2 EQ.]	PRZEKROCZENIE LIMITU EMISJI [MLN TCO2 EQ.]
	CAŁKOWITA REDUKCJA GHG UWZGLĘDNIĄC LULUCF (W ODNIESIENIU DO 1990)	EU ETS (W ODNIESIENIU DO 2005)	NON-ETS (W ODNIESIENIU DO 2005)	ETS2 (W ODNIE- SIENIU DO 2005)		
2040						
Fit55+	83%	82%	66%	68%	-396	1
Fit55_S2+	88%	89%	71%	84%	-316	161
Fit55_S3+	92%	91%	77%	87%	-317	302
2050						
Fit55+	100%	95%	85%	87%	-481	112
Fit55_S2+	101%	96%	87%	98%	-332	363
Fit55_S3+	101%	96%	87%	98%	-333	360

Źródło: KOBiZE, Exploring Synergies between the EU ETS and Other EU Climate Policy Measures – Carbon Removal, Hydrogen, and Sectoral Transport Policy, kwiecień 2024 r.

WYKRES 2. POZIOM RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ POCHŁANIANIA W 2040 R. Z OCENY SKUTKÓW KE DO CELU REDUKCYJNEGO 2040 W SCENARIUSZACH S2 I S3 [MT CO₂ EKW.]

Źródło: CAKE na podstawie danych Komisji Europejskiej

Scenariusz Fit55+ jest scenariuszem referencyjnym i zawiera ścieżki redukcji emisji takie jak scenariusz Fit55 z raportu CAKE pod tytułem: *Exploring Synergies between the EU ETS and Other EU Climate Policy Measures – Carbon Removal, Hydrogen, and Sectoral Transport Policy*¹¹.

Alternatywnie do scenariusza referencyjnego Fit55+ zaproponowano dwa dodatkowe scenariusze analityczne Fit55_S2+ i Fit55_S3+, odzwierciedlające cele zawarte odpowiednio w scenariuszu S2 i S3 KE. Ścieżki redukcji w scenariuszach różnią się od tej z Fit55+ tym, że występuje w nich szybsza redukcja netto w okresie 2030–2040 (88% i 92% do 2040 r. odpowiednio dla S2 i S3) oraz mają na celu ambitniejszą redukcję całkowitą do 2050 r., spójną ze zaktualizowanymi założeniami KE. Scenariusze zróżnicowane są pod względem poziomu negatywnych emisji z sektora LULUCF po 2030 r. Różnice te są zilustrowane na wykresie 2.

Wyniki makroekonomiczne

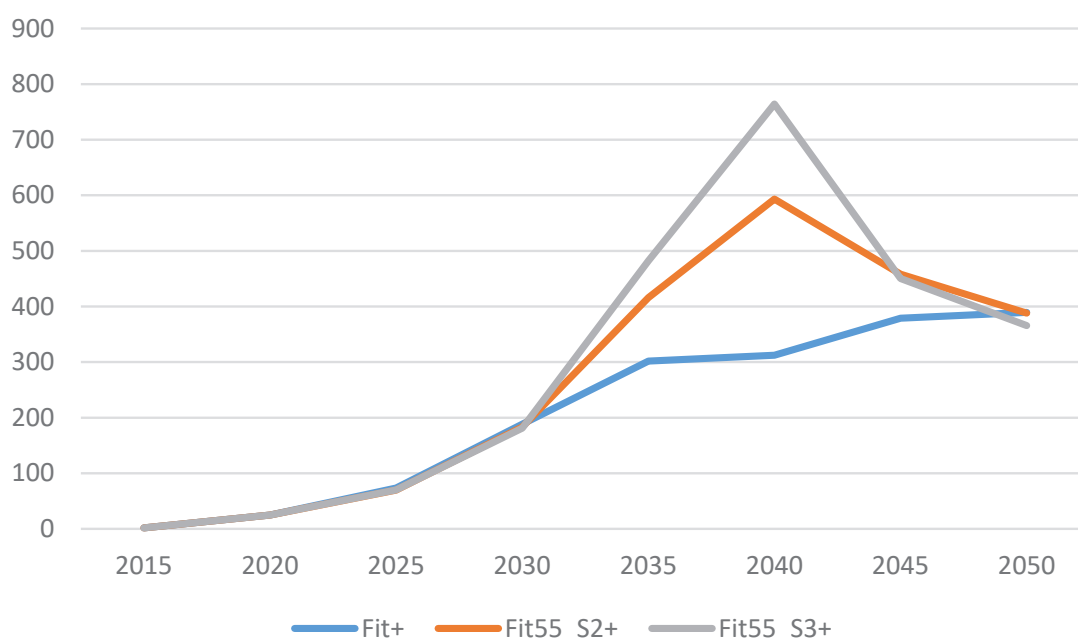
Jak wcześniej wspomniano, technologie które znajdują się na etapie eksperymentalnym i których poziom kosztów sprzedaży obarczony jest dużą niepewnością (np. e-paliwa, technologia DACCS), zostały wyłączone ze scenariuszy modelowych, co poskutkowało zawężeniem dostępnych opcji redukcji emisji w 2040 r. W symulacjach przeprowadzonych przy założeniu bardzo ambitnych celów redukcyjnych ceny pozwoleń na emisję w EU ETS gwałtownie wzrosły w 2040 r. (590 EUR/tCO₂ i 740 EUR/tCO₂ odpowiednio dla scenariusza Fit55_S2+ i Fit55_S3+ – zob. wykres 3), odzwierciedlając wysokie koszty redukcji. Ceny w EU ETS spadły jednak do 380 EUR/tCO₂ w 2050 r. dla wszystkich scenariuszy, co związane było z rosnącą dostępnością i rozwojem technologii redukcyjnych i poprawą efektywności energetycznej.

¹¹ *Exploring Synergies between the EU ETS and Other EU Climate Policy Measures – Carbon Removal, Hydrogen, and Sectoral Transport Policy* (<https://www.kobize.pl/pi/article/aktualnosci-2024/id/2629/nowa-analiza-cake-kobize-ios-pib-dotyczaca-synergii-systemu-eu-ets-z-innymi-politykami>; dostęp: 22.10.2024 r.).



W symulacjach przeprowadzonych przy założeniu bardzo ambitnych celów redukcyjnych ceny pozwoleń na emisję w EU ETS gwałtownie wzrosły w 2040 r. (590 EUR/tCO₂ i 740 EUR/tCO₂ odpowiednio dla scenariusza Fit55_S2+ i Fit55_S3+ – zob. wykres 3), odzwierciedlając wysokie koszty redukcji.

WYKRES 3. CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI W SYSTEMIE EU ETS W SCENARIUSZACH FIT55+, FIT55_S2+ I FIT55_S3+ [EUR/T CO₂ EKW.]

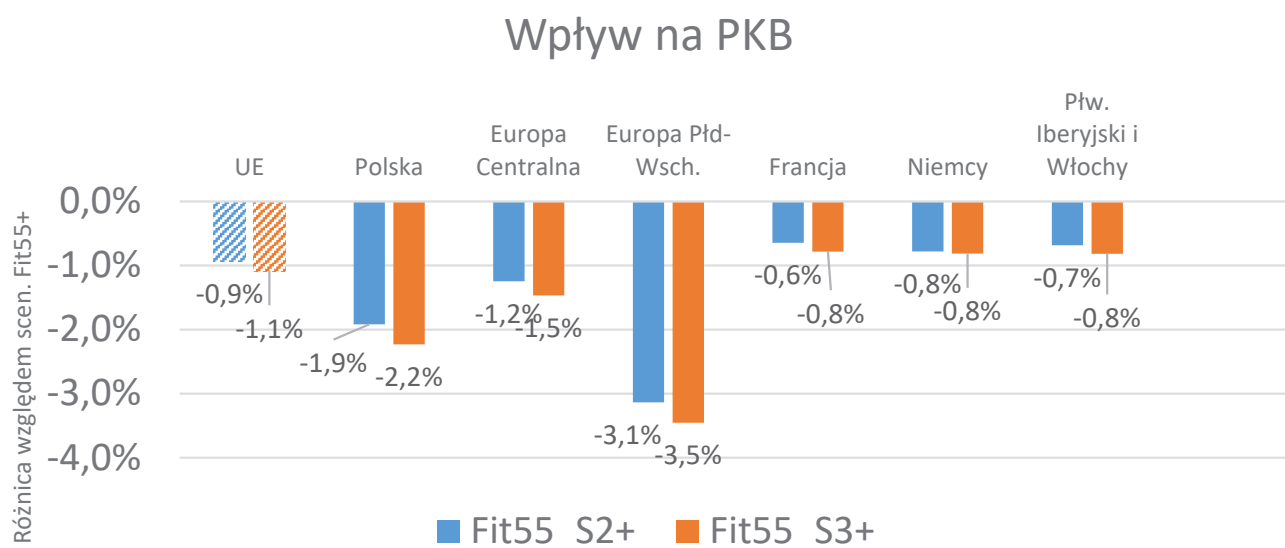


Zgodnie z wykresem 4 scenariusze ze zwiększonym tempem dekarbonizacji (Fit55_S2+ i Fit55_S3+) sugerują umiarkowane spadki PKB na poziomie UE względem scenariusza Fit55+ w 2040 roku. Wyniki są jednak zróżnicowane pomiędzy poszczególnymi regionami. Największy negatywny wpływ zaostreżenia celów redukcyjnych obserwuje się w regionie Europy południowej, gdzie spadki sięgają -3.1% w scenariuszu Fit55_S2+ i -3.5% w Fit55_S3+. Polska również doświadcza znaczących spadków PKB na poziomie -1.9% (Fit55_S2+) oraz -2.2% (Fit55_S3+).

W regionie Europy centralnej wpływ jest nieco mniejszy, wynosząc odpowiednio -1.2% i -1.5%. Z kolei Francja, Niemcy oraz region iberyjski oraz Włochy odnotowują stosunkowo niewielkie spadki, które

oscylują w granicach -0.6% do -0.8%. Ogólnie, scenariusz Fit55_S3+ ma większy negatywny wpływ na PKB niż Fit55_S2+, co widoczne jest we wszystkich analizowanych regionach.

Oszacowana różnica w poziomie konsumpcji (wykres 5) w 2040 r. jest znacząco wyższa niż różnica PKB, szczególnie dla kilku regionów i państw członkowskich UE, m.in. Polski. Szybkie wdrożenie technologii niskoemisyjnych wymaga istotnego wzrostu inwestycji, którego koszty ponosimy w postaci obniżonej konsumpcji. Największe spadki konsumpcji w 2040 r. odnotowuje Polska, gdzie wartości zmian sięgają -4.4% w scenariuszu Fit55_S2+ i -5.1% w Fit55_S3+, względem scenariusza Fit55+. Znaczące obniżenie konsumpcji występuje również

WYKRES 4. ZMIANY W PKB POMIĘDZY SCENARIUSZAMI FIT55_S2+ I FIT55_S3+ A SCENARIUSZEM FIT55+ W WYBRANYCH REGIONACH UE.

w regionie Europy Południowej, z wynikami na poziomie -4.1% i -4.2%, oraz w Europie Centralnej, odpowiednio -2.3% i -3.2%.

Dla pozostałych regionów i krajów wpływ podniesienia ambicji klimatycznych jest mniej dotkliwy, choć wciąż zauważalny. W przypadku Francji oraz Niemiec spadki konsumpcji w 2040 r. są umiarkowane i wynoszą odpowiednio -0.6% do -0.9% w scenariuszach Fit55_S2+ i Fit55_S3+, względem scenariusza Fit55+. Region iberyjski oraz Włochy odnotowują,

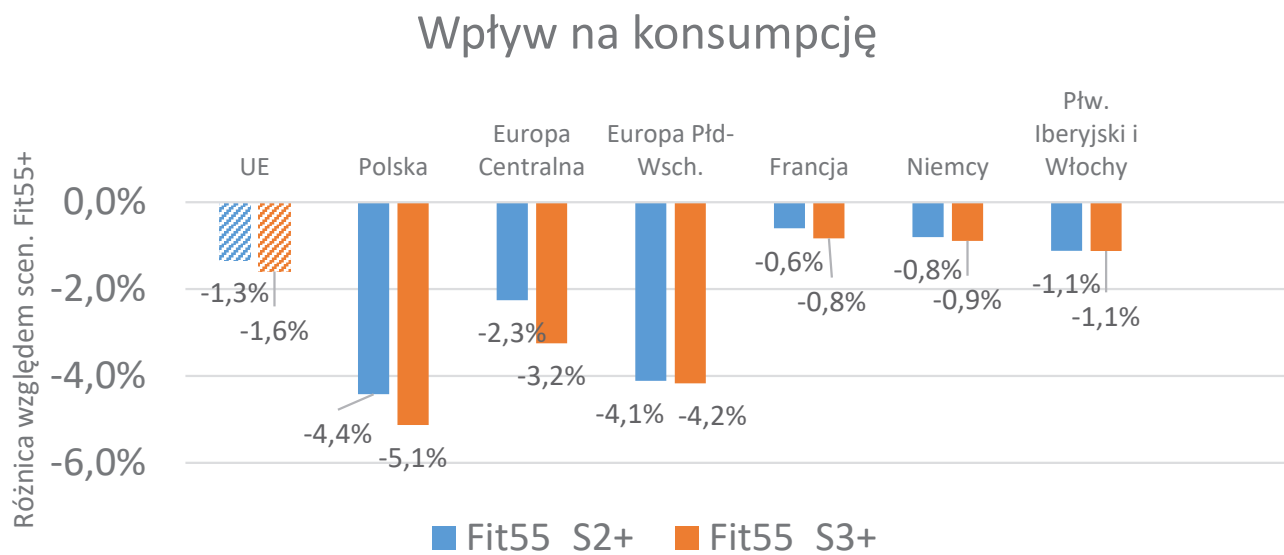
w wyniku zaostżenia ambicji, spadki konsumpcji na poziomie -1.1% w obu scenariuszach.

Podsumowując, scenariusz Fit55_S3+ przynosi większe obniżki konsumpcji niż Fit55_S2+, a różnice te są szczególnie wyraźne w krajach takich jak Polska oraz regionach Europy Centralnej i Południowej. Przyspieszenie redukcji powoduje dodatkowe koszty ponieważ zmiany technologiczne wymagają czasu, a zdolność każdej kluczowej technologii (w tym PV, elektrowni wiatrowych oraz jądrowych) jest ograniczona. W przypadku Polski skutki zaostżenia ambicji klimatycznych na rok 2040 są znacznie bardziej dotkliwe niż średnia dla UE. Badane zmiany, odnoszące się do porównania scenariuszy Fit55_S2+ i Fit55_S3+ względem scenariusza Fit55+, wskazują, że zarówno pod względem konsumpcji (spadek o około -4.4% w Fit55_S2+ i -5.1% w Fit55_S3+ w porównaniu do 1,3% i -1,6% dla UE), jak i PKB (odpowiednio -1,9% i -2,2% w Polsce wobec -0,9% i -1,1% dla UE), różnice są znaczne. Zjawisko to wynika z większych wyzwań strukturalnych oraz konieczności poniesienia znacznie wyższych nakładów inwestycyjnych w Polsce, co przekłada się na istotne obciążenie gospodarki.



Największe spadki konsumpcji w 2040 r. odnotowuje Polska, gdzie wartości zmian sięgają -4.4% w scenariuszu Fit55_S2+ i -5.1% w Fit55_S3+, względem scenariusza Fit55+. Znaczące obniżenie konsumpcji występuje również w regionie Europy Południowej, z wynikami na poziomie -4.1% i -4.2%, oraz w Europie Centralnej, odpowiednio -2.3% i -3.2%.

WYKRES 5. ZMIANY W KONSUMPCJI GOSPODARSTW DOMOWYCH POMIĘDZY SCENARIUSZAMI FIT55_S2+ I FIT55_S3+ A SCENARIUSZEM FIT55+ W WYBRANYCH REGIONACH UE.



Podsumowując, scenariusz Fit55_S3+ przynosi większe obniżki konsumpcji niż Fit55_S2+, a różnice te są szczególnie wyraźne w krajach takich jak Polska oraz regionach Europy Centralnej i Południowej. Przyspieszenie redukcji powoduje dodatkowe koszty ponieważ zmiany technologiczne wymagają czasu, a zdolność każdej kluczowej technologii (w tym PV, elektrowni wiatrowych oraz jądrowych) jest ograniczona. W przypadku Polski skutki zaostrzenia ambicji klimatycznych na rok 2040 są znacznie bardziej dotkliwe niż średnia dla UE.

Emisje trudne do zredukowania w gospodarce

Zgodnie z szacunkami Komisji Europejskiej, w 2050 r. największym emitentem pozostaje rolnictwo, z emisjami na poziomie 250 Mt CO₂. Co istotne, KE wskazuje na możliwość znaczących redukcji emisji w tym sektorze oraz zwiększenia pochłaniania na poziomie ok. 125 Mt CO₂ ekw. w 2040 r. i 175 Mt CO₂ ekw. w 2050 r. Osiągnięcie tych redukcji jest powiązane ze zmianami stylu życia, które opisane są w dodatkowym scenariuszu LIFE. Potencjalne obniżki emisji w rolnictwie zmniejszyłyby presję na

inne sektory gospodarki, redukując jednocześnie ogólne koszty transformacji.

W analizie CAKE duże emisje pozostają natomiast w sektorach przemysłowa, jednak są one w znacznym stopniu wychwytywane dzięki zastosowaniu technologii CCS (Carbon Capture and Storage).

Szczególnym wyzwaniem pozostaje sektor transportu lądowego w regionach o relatywnie wysokiej emisyjności tego sektora, takich jak Polska, Europa Południowa oraz Centralna. W tych obszarach

koszty przejścia na technologie niskoemisyjne są znacznie wyższe. Do roku 2040 transport lądowy stanie się największym źródłem emisji w wymienionych regionach, co podkreśla potrzebę przyspieszenia transformacji.

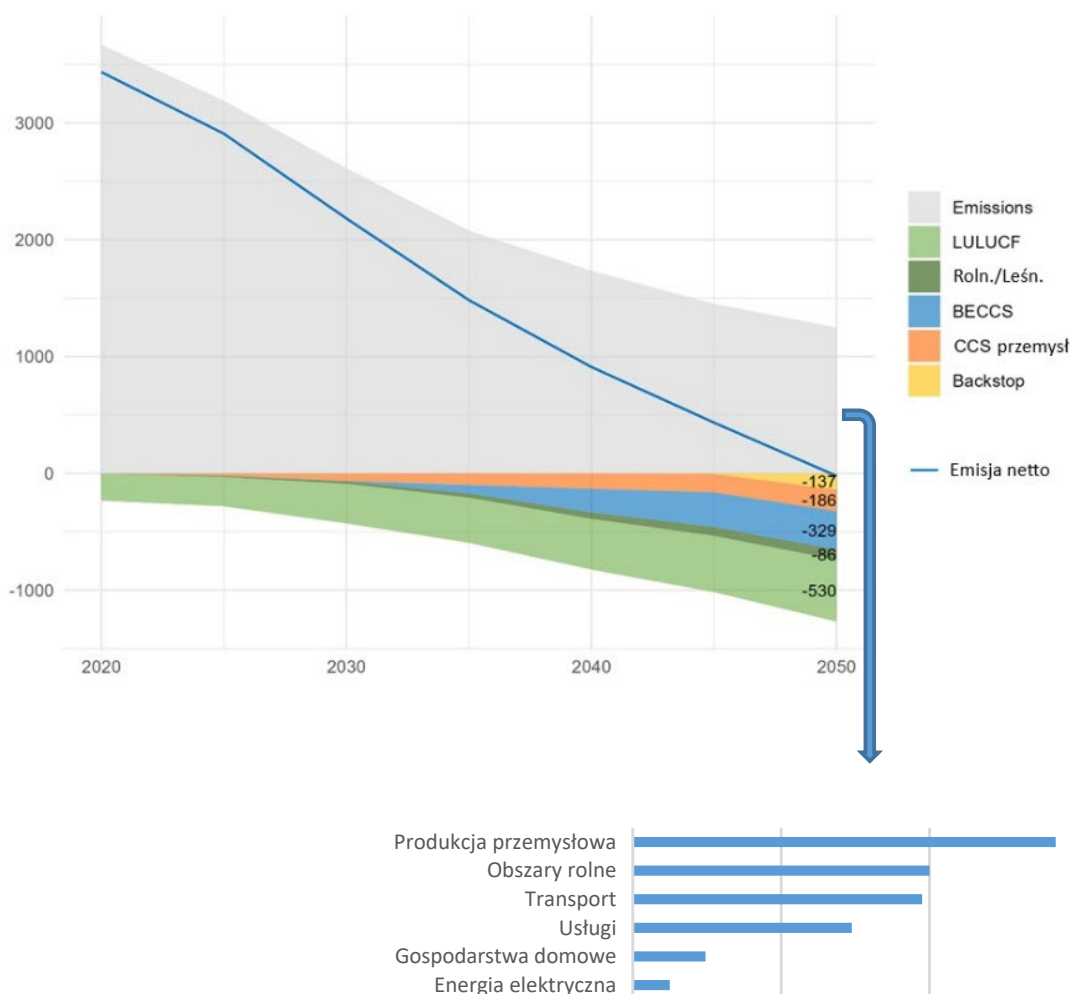
Dodatkowo, powolna transformacja transportu wodnego w Europie Południowej stanowi istotną barierę w obniżaniu emisji. Sektor ten, zaraz po transporcie lądowym, jest drugim największym źródłem emisji gazów cieplarnianych w regionie, co znacząco wpływa na koszty związane z intensyfikacją transformacji.

Podsumowanie

Ocena wpływu zaproponowana przez KE nie uwzględnia potencjalnych negatywnych efektów, związanych z ryzykiem opóźnienia rozwoju nowych technologii i dostępu do alternatywnych paliw. Podnoszenie ambicji polityk klimatycznych może więc nie tylko zatrzymać podnoszenie konkurencyjności UE na rynkach światowych, ale też zachęcić do przenoszenia produkcji i inwestycji poza UE, zwane ucieczką emisji (carbon leakage).

Wysokie koszty przyspieszenia transformacji mogą doprowadzić do znaczącego pogorszenia

WYKRES 6. EMISJE I POCHŁANIANIE GAZÓW CIEPLARNIANYCH, UE27 [MT CO₂ EKW.]



Źródło: KOBIZE/CAKE, Exploring Synergies between the EU ETS and Other EU Climate Policy Measures – Carbon Removal, Hydrogen, and Sectoral Transport Policy, kwiecień 2024 r.

standardów życia w gospodarstwach domowych o najniższych dochodach (ubóstwo energetyczne). Inwestycje w transformację energetyczną mogą wiązać się z obniżeniem transferów socjalnych w państwach członkowskich zależnych od węgla, takich jak Polska. Wysokie tempo zmian strukturalnych może spowodować obniżenie wartości aktywów w niektórych sektorach, a szczególnie w sektorach energochłonnych i wciąż wysoko emisyjnych.

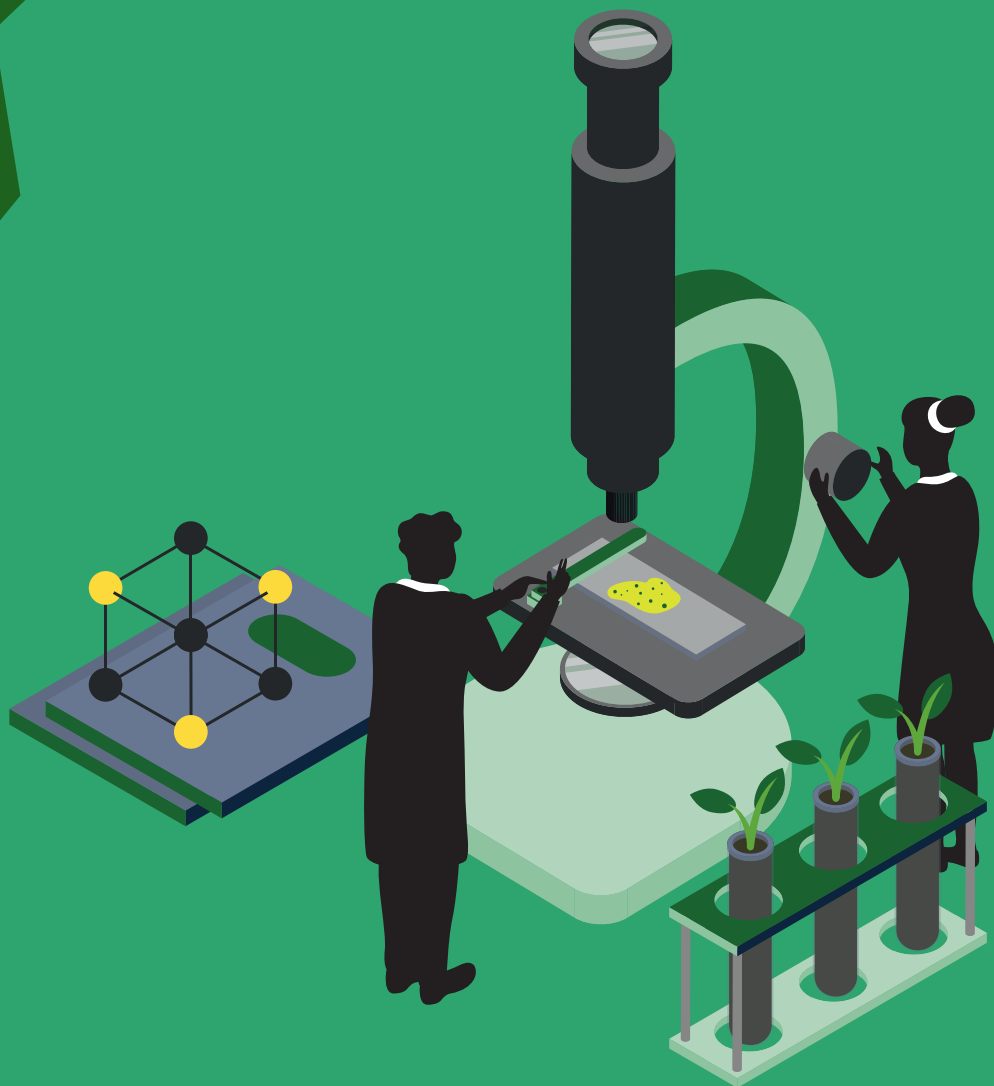
Kolejnym problemem jest sektor paliw kopalnych, Pracownicy z przeszkoleniem i doświadczeniem w tej branży mogą spotkać się z trudnościami w wykorzystaniu swoich umiejętności w innych sektorach, co może skutkować obniżeniem ich dochodów. Potrzebne są więc polityki na rynku pracy, które adresują ten problem. Mogą się one jednak wiązać z podwyższonym wydatkowaniem z sektora publicznego, ograniczonego ze względu na inne potrzeby (inwestycje związane z transformacją energetyczną).

Pomimo że sugerowane są przez KE niewielkie zmiany w zatrudnieniu, brak refleksji nad potrzebą ponownej alokacji kapitału i pracowników w krajach wspólnoty może doprowadzić do niedoszacowania wzrostu bezrobocia w niektórych regionach UE i społecznych konsekwencji transformacji. Dokument KE nie zawiera szczegółowych informacji na temat skutków społecznych i gospodarczych jakie przyniesie realizacja celu na 2040 r. z perspektywy poszczególnych państw członkowskich czy sektorów, w tym wpływu na mix energetyczny na poziomie kraju, budżety krajowe czy obciążenia inwestycyjne. Jest to jeden z aspektów, który jest istotny, dlatego też został ujęty w prezentacji wyników CAKE.

Autorzy oceny wpływu argumentują, że wczesne inwestycje w niskoemisyjne technologie budują „przewagę konkurencyjną” nad resztą świata, pozwalając na zwiększoną produkcję. Takie założenie ma jednak słabe podłoże teoretyczne i empiryczne a argument o „budowaniu przewagi konkurencyjnej” pomija fakt, że reszta świata może kopiować i ulepszać wprowadzane w UE innowacje tańszym kosztem. W przeszłości inwestycje w niskoemisyjne technologie nie umożliwiły kreacji przewagi konkurencyjnej, czego przykładem jest rynek paneli fotowoltaicznych.

Bibliografia

1. Dokument roboczy służb Komisji Ocena skutków, Report accompanying the document Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, Securing our future: Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, EC, SWD(2024) 63 final, Strasbourg 2024.
2. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Europe's 2040 climate target and path to climate neutrality by 2050 building a sustainable, just and prosperous society, Bruksela, dnia 07.02.2024, COM(2024) 63 final.
3. Pyrka M., Jeszke R., Boratyński J., Witajewski-Baltvilks J., Antosiewicz M., Tatarewicz I., Rabciga W., Wąs A., Lewarski M., Skwierz S., Roslaniec M., Lizak S., Zborowska I., Chodor M., Kobus P., Cygler M., Gorzałczyński A., Tylka A., Lewarska I., Mzyk P., Sekuła M. (2024). VII EW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa, kwiecień 2024 (link: <https://www.kobize.pl/pl/article/aktualnosci-2024/id/2629/nowa-analiza-cape-kobize-ios-pib-dotyczaca-synergii-systemu-eu-ets-z-innymi-politykami>; dostęp: 22.10.2024 r.).
4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, Europejski Zielony Ład, Komisja Europejska, Bruksela, dnia 11.12.2019 r. COM(2019) 640 final.
5. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów, Zabezpieczenie naszej przyszłości, Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa, Komisja Europejska, Strasburg, dnia 06.02.2024 r. COM(2024) 63 final.
6. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).
7. Scientific advice for the determination of an EU-wide 2040 climate target and a greenhouse gas budget for 2030–2050, Europejska Naukowa Rada Doradcza ds. Zmian Klimatu, 15.06.2023, DOI: 10.2800/609405, ISBN: 978-92-9480-584-3.



Rolnictwo ekologiczne – rozwiązanie problemów Planety czy ślepy zaułek w rozwoju.

Autorzy:

Adam Wąs, profesor Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego, CAKE

Piotr Sulewski, profesor Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego

Rolnictwo ekologiczne – rozwiązanie problemów Planety czy ślepy zaułek w rozwoju.

Słowa kluczowe: Rolnictwo ekologiczne, emisja gazów cieplarnianych, efektywność rolnictwa, Europejski Zielony Ład, zrównoważona intensyfikacja rolnictwa



Autor:
Adam Wąs



Autor:
Piotr Sulewski

Streszczenie:

Rzeczywisty rozwój współczesnego rolnictwa ma długą historię, sięgającą ponad 23 tysięcy lat. Jednak znaczące zmiany w krajobrazie i ekosystemach rolniczych zostały zapoczątkowane w XVIII wieku, kiedy rewolucja przemysłowa znacznie zwiększyła wpływ człowieka na środowisko naturalne. Rozwój przemysłu przełożył się z czasem także na rolnictwo, przyczyniając się do poprawy jego wydajności. Szczególne znaczenie miało odkrycie w 1913 roku metody syntezy amoniaku, która stała się podstawą produkcji nawozów azotowych. W późniejszych dekadach upowszechniano koncepcję tzw. Zielonej Rewolucji, która przyczyniła się do zwiększenia wydajności rolnictwa szczególnie w krajach rozwijających się. Poprawa wydajności przełożyła się na produkcję większej ilości żywności, ale jednocześnie przyczyniła się do wygenerowania wielu negatywnych skutków środowiskowych, m.in. zanieczyszczenia wód i gleby przez nawozy sztuczne. W efekcie rolnictwo przyczyniło się do eutrofizacji wód i degradacji ekosystemów naturalnych. Współcześnie rolnictwo stoi przed wyzwaniem, jak zaspokoić rosnące zapotrzebowanie na żywność, jednocześnie chroniąc środowisko.

W odpowiedzi na te wyzwania, Unia Europejska opracowała Europejski Zielony Ład (EGD), w którym

jednym z kluczowych celów jest zwiększenie udziału rolnictwa ekologicznego. Zgodnie z planem, do 2030 roku 25% użytków rolnych w UE ma być wykorzystywanych metodami ekologicznymi. Współczesne rolnictwo ekologiczne kładzie nacisk na ograniczenie użycia nawozów sztucznych i pestycydów, co ma na celu ochronę bioróżnorodności i poprawę jakości gleby i wód. Jednak koncepcja rolnictwa ekologicznego wiąże się też z licznymi kontrowersjami. Chociaż może ono przyczynić się do zmniejszenia presji na środowisko naturalne, to kluczowym pozostaje pytanie o jego potencjał w zapewnieniu wystarczającej ilości żywności. Plony w rolnictwie ekologicznym są niższe niż w systemie konwencjonalnym, więc aby utrzymać produkcję na odpowiednim poziomie, konieczne może być zwiększenie powierzchni użytków rolnych, co niesie ryzyko wylesiania i bioróżnorodności. Z tego powodu decyzja o upowszechnianiu ekologicznego modelu produkcji żywności powinna brać pod uwagę zarówno potrzebę ochrony środowiska naturalnego jak i bezpieczeństwa żywnościowego.

Zwiększenie powierzchni upraw ekologicznych w UE do poziomu 25% wskazanego w EGD może prowadzić do spadku produkcji, który wymagałby zwiększenia

1 Katerda Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw, Instytut Ekonomii i Finansów, SGGW w Warszawie

2 Katerda Ekonomiki i Organizacji Przedsiębiorstw, Instytut Ekonomii i Finansów, SGGW w Warszawie

powierzchni upraw w UE lub importu żywności. Symulacje pokazują, że przejście na rolnictwo ekologiczne wymagałoby zwiększenia powierzchni upraw o 8,2%, dodatkowo konieczność zwiększenia liczby zwierząt w systemie ekologicznym mogłaby wpłynąć na dalsze zmiany w strukturze produkcji rolnej.

W przeciwieństwie do rolnictwa ekologicznego, które stawia na dosyć ortodoksyjne ograniczanie intensywności produkcji, zrównoważona intensyfikacja skupia się na efektywnym wykorzystaniu zasobów, bez nadmiernego rozszerzania terenów rolniczych kosztem przyrody.



W przeciwieństwie do rolnictwa ekologicznego, które stawia na dosyć ortodoksyjne ograniczanie intensywności produkcji, zrównoważona intensyfikacja skupia się na efektywnym wykorzystaniu zasobów, bez nadmiernego rozszerzania terenów rolniczych kosztem przyrody.

Rozwój współczesnego rolnictwa

Rolnictwo, jako świadoma działalność człowieka, sięga korzeniami ponad 23 tysięcy lat wstecz. Pierwsze poważne zmiany w krajobrazie wynikające z działalności rolniczej na szerszą skalę datuje się na około 8,5 tysiąca lat p.n.e. Przejście od łowactwa i zbieractwa do rolnictwa wyznaczyło moment, w którym człowiek zaczął coraz bardziej wpływać na środowisko naturalne. W początkowych etapach działalność ta miała ograniczony zasięg, jednak już wtedy potrafiła znacznie wpłynąć na ekosystemy (znane są przykłady dawnych plemion, które dokonywały spustoszeń w lokalnej florze i faunie).

Przełomowym zdarzeniem, które znacznie przyspieszyło skalę wpływu człowieka na przyrodę była rewolucja przemysłowa, która rozpoczęła się w XVIII wieku. Od początków cywilizacji aż do 1800 roku, liczba ludzi na świecie wzrosła z około 4 milionów do prawie miliarda. Do 1928 roku populacja podwoiła się i liczyła 2 miliardy, a w 2022 roku

osiągnęła już 8 miliardów. Eksperti prognozują, że do 2080 roku liczba ludzi przekroczy 10 miliardów, choć wzrost będzie wolniejszy niż w ubiegłych latach. Taki przyrost populacji nie pozostał obojętny dla środowiska naturalnego, do czego niewątpliwie przyczyniło się też rolnictwo.

Mimo obaw, które już w XVIII wieku wyrażał Thomas Malthus³, rolnictwo zdołało zwiększyć produkcję żywności bez proporcjonalnego wzrostu obszarów uprawnych. Jednym z odkryć które przyczyniły się do zwiększenia produkcji rolniczej na świecie była wynaleziona przez Fritza Habera i Carla Boscha w 1913 roku metoda bezpośredniej syntezy amoniaku z wodoru i azotu. Do dzisiaj stanowi ona podstawę w produkcji nawozów azotowych na całym świecie. Szacuje się, że obecnie połowa ludzkości zawdzięcza dostępność do pożywienia dzięki nawozom sztucznym. Kolejnym zdarzeniem o fundamentalnym znaczeniu dla zwiększenia produkcji żywności była Zielona Rewolucja wprowadzona przez FAO (Organizacja Narodów Zjednoczonych do spraw Wyżywienia i Rolnictwa), której celem było zwiększenie wydajności rolnictwa, zwłaszcza w krajach rozwijających się. W efekcie, między 1961 a 2020 rokiem, powierzchnia pól rolnych zwiększyła się tylko o 6%, ale produkcja zbóż wzrosła aż o 343%. Tak wysoki przyrost produkcji był możliwy dzięki intensywnemu stosowaniu nawozów sztucznych – w tym samym czasie użycie nawozów azotowych wzrosło dziesięciokrotnie, a fosforowych i potasowych ponad czterokrotnie. Jednym z najważniejszych pozytywnych rezultatów intensyfikacji produkcji rolnej było zmniejszenie głodu na świecie,

³ Thomas Malthus (1766-1834) twierdził, że skoro liczba ludności rośnie w postępie geometrycznym, a produkcja żywności – w arytmetycznym, to nieunikniony jest stan przeludnienia prowadzący do globalnej klęski głodu.

pomimo gwałtownego wzrostu populacji. Intensyfikacja produkcji rolniczej niesie ze sobą liczne negatywne skutki dla środowiska. Nadmierne użycie nawozów azotowych i fosforowych prowadzi do zanieczyszczenia wód i gleby, przyczyniając się do eutrofizacji, czyli nadmiernego wzbogacenia zbiorników wodnych w składniki odżywcze, co skutkuje degradacją ekosystemów wodnych. Szacuje się, że w Europie ilość azotu na polach przekracza potrzeby roślin o 37%, a fosforu o 8%. Nadmierne nawożenie skutkuje stratami azotu wprowadzanego do gleby w postaci nawozów na poziomie sięgającym od 50% do 75%, co dodatkowo obciąża środowisko. Szacuje się, że rolnictwo odpowiada za 80% procesów eutrofizacji mórz na świecie.

W obliczu wyzwań związanych z ochroną środowiska i dalszym wzrostem populacji globu, rolnictwo stoi przed koniecznością zmian. Debata na temat najlepszego modelu rozwoju rolnictwa wciąż trwa, a kluczowe pytanie brzmi: jak zapewnić wystarczającą ilość żywności dla rosnącej populacji, jednocześnie chroniąc naszą planetę? Wśród najczęściej wymienianych rozwiązań wskazuje się m.in. rolnictwo ekologiczne i zrównoważone.

W kontekście zmian klimatycznych i rosnącego zapotrzebowania na żywność (które do 2050 roku ma wzrosnąć o około 50%), staje przed nami wyzwanie pogodzenia zwiększonej produkcji żywności z ochroną środowiska. Naukowcy i politycy debatują, jak dostarczyć wystarczającą ilość pożywienia dla stale rosnącej populacji, przy jednoczesnym zmniejszeniu ryzyka dla ekosystemów.



W kontekście zmian klimatycznych i rosnącego zapotrzebowania na żywność, staje przed nami wyzwanie pogodzenia zwiększonej produkcji żywności z ochroną środowiska.

W debacie tej podnosi się między innymi kwestię dysproporcji między udziałem rolnictwa w tworzeniu

produktu krajowego brutto Unii Europejskiej (tylko około 1,4%) i znaczącego wkładu tego sektora w emisję gazów cieplarnianych (jest on jednym z najbardziej emisyjnych sektorów gospodarki i odpowiada za około 11% łącznych emisji w UE). Jednak biorąc pod uwagę, że zaopatrzenie ludzi w żywność jest w całości zależne od produkcji rolniczej, nie może ona zostać zaniechana. Ponadto rolnictwo jest ciągle źródłem surowców, które nie mogą być wytworzone syntetycznie (bazujących na biomase).

European Green Deal a rolnictwo ekologiczne

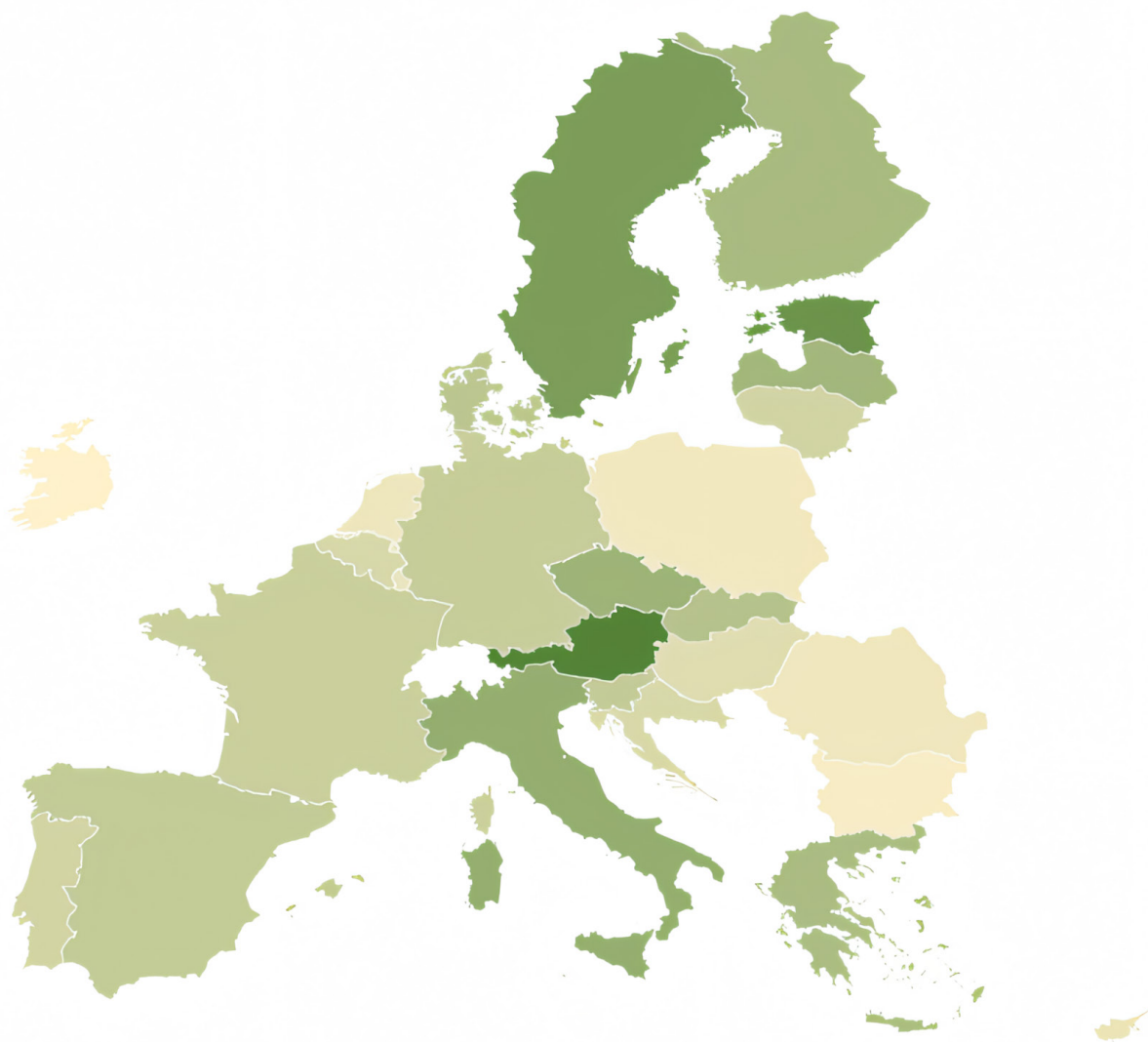
Odpowiedzią UE na wyzwania wynikające z narastających zmian klimatycznych i postępującej degradacji środowiska naturalnego stała się koncepcja polityki gospodarczo-społecznej określona mianem „Europejskiego Zielonego Ładu” (EGD). Jednym z elementów ujętych w tym planie jest strategia „Od pola do stołu” (*ang. Farm to Fork Strategy*), w myśl której trwały Europejski System Żywnościowy (*ang. Sustainable European Food System*) powinien mieć neutralny wpływ na środowisko, wspierać łagodzenie zmian klimatu, wzmacniać różnorodność biologiczną, zapewnić bezpieczeństwo żywnościowe, bezpieczeństwo żywności oraz konkurencyjność unijnego rolnictwa, szanując przy tym zasady *Fair Trade*. Z częścią tych postulatów korespondują także założenia unijnej strategii na rzecz bioróżnorodności nazwanej „Przywracanie przyrody do naszego życia”.

Jako jedną z głównych propozycji zmniejszenia wpływu rolnictwa na środowisko w ramach Zielonego Ładu, postawiono cel, aby do 2030 roku przynajmniej 25% użytków rolnych w UE było uprawianych metodami ekologicznymi. Dla porównania w 2020 roku łączna powierzchnia gruntów rolniczych pod uprawami ekologicznymi stanowiła 9,1%. Warto zauważyć, że znaczenie produkcji ekologicznej, mierzone udziałem powierzchni upraw ekologicznych, jest różne w poszczególnych krajach UE – liderem pod tym względem jest Austria (ponad 25% powierzchni gruntów rolniczych z uprawami ekologicznymi). Natomiast na drugim końcu

Udział upraw ekologicznych [% użytków rolnych]

1.52

26.13



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Eurostatu

skali znajdują się Malta, Irlandia, Bułgaria, Rumunia i Polska (z udziałem upraw ekologicznych poniżej 5%). Zróżnicowanie udziału upraw ekologicznych w powierzchni gruntów rolniczych w poszczególnych krajach UE przedstawia powyższa mapa.

Rolnictwo ekologiczne często kojarzy się w społeczeństwie z najlepszym rozwiązaniem dla środowiska i zdrowia. Uważa się, że uprawy ekologiczne są prowadzone w harmonii z naturą, bez użycia organizmów genetycznie modyfikowanych, chemicznych środków ochrony roślin, pestycydów czy nawozów sztucznych, co ma minimalizować ich negatywny wpływ na glebę, wodę i bioróżnorodność i oraz

zapewnić bezpieczeństwo żywności. Dla wielu osób, „ekologiczne” oznacza zrównoważone, bezpieczne dla Planety i przyszłych pokoleń, a jednocześnie lepsze dla zdrowia, ponieważ produkty ekologiczne są postrzegane jako wolne od szkodliwych substancji chemicznych.

Wpływ rolnictwa ekologicznego na środowisko

Chociaż rolnictwo ekologiczne i jego produkty mają w świadomości społecznej wyraźnie pozytywny wizerunek, ich rzeczywisty wpływ na środowisko i zdrowie zależy od wielu czynników. W przypadku żywności ekologicznej zwraca się uwagę m.in.

na potencjalne zagrożenia związane z większym zanieczyszczeniem upraw patogenami grzybowymi, prowadzącym do pojawiania się w produktach szkodliwych mykotoksyn.

Jednak główna wątpliwość wiąże się z pytaniem: „Czy rolnictwo ekologiczne jest w stanie zapewnić wystarczającą ilość żywności?”. Niektórzy autorzy sugerują, że jest to możliwe chociaż wymagałoby dostosowań w strukturze produkcji rolniczej (np. zwiększenia znaczenia roślin strączkowych), jak i w całym łańcuchu podaży żywności (np. redukcja strat i marnotrawstwa żywności oraz ograniczenie spożycia mięsa).

Wielu badaczy kwestionuje jednak zarówno potencjał produkcyjny rolnictwa ekologicznego umożliwiający zapewnienie bezpieczeństwa żywnościowego, jak i wynikające z niego korzyści środowiskowe. Ponieważ rolnictwo ekologiczne zwykle daje niższe plony niż konwencjonalne metody czy systemy, to aby wyprodukować tę samą ilość żywności, potrzebne są większe obszary gruntów. Wyniki różnych analiz sugerują spadek plonów upraw ekologicznych w porównaniu do konwencjonalnych na poziomie 20–25% w przypadku badań eksperymentalnych i nawet 50% w warunkach polowych. Istnieje obawa, że uzupełnienie tego ubytku musiałoby się wiązać z pozyskaniem dodatkowych obszarów do produkcji rolnej, które następowałoby zapewne w drodze wylesiania.

W kontekście tych wątpliwości związanych szczególnie z ryzykiem powiększania powierzchni rolnej stawiane jest coraz częściej pytanie: „Czy powinno się uprawiać intensywnie na mniejszym obszarze (ze świadomością, poważnego wpływu na bioróżnorodność), czy też powinniśmy prowadzić uprawy ekologiczne, również wpływając na środowisko (być może w mniejszym stopniu) ale na znacznie większym obszarze?”.

Co więcej, w niektórych opracowaniach badacze sugerują, że niższe plony uzyskiwane w produkcji

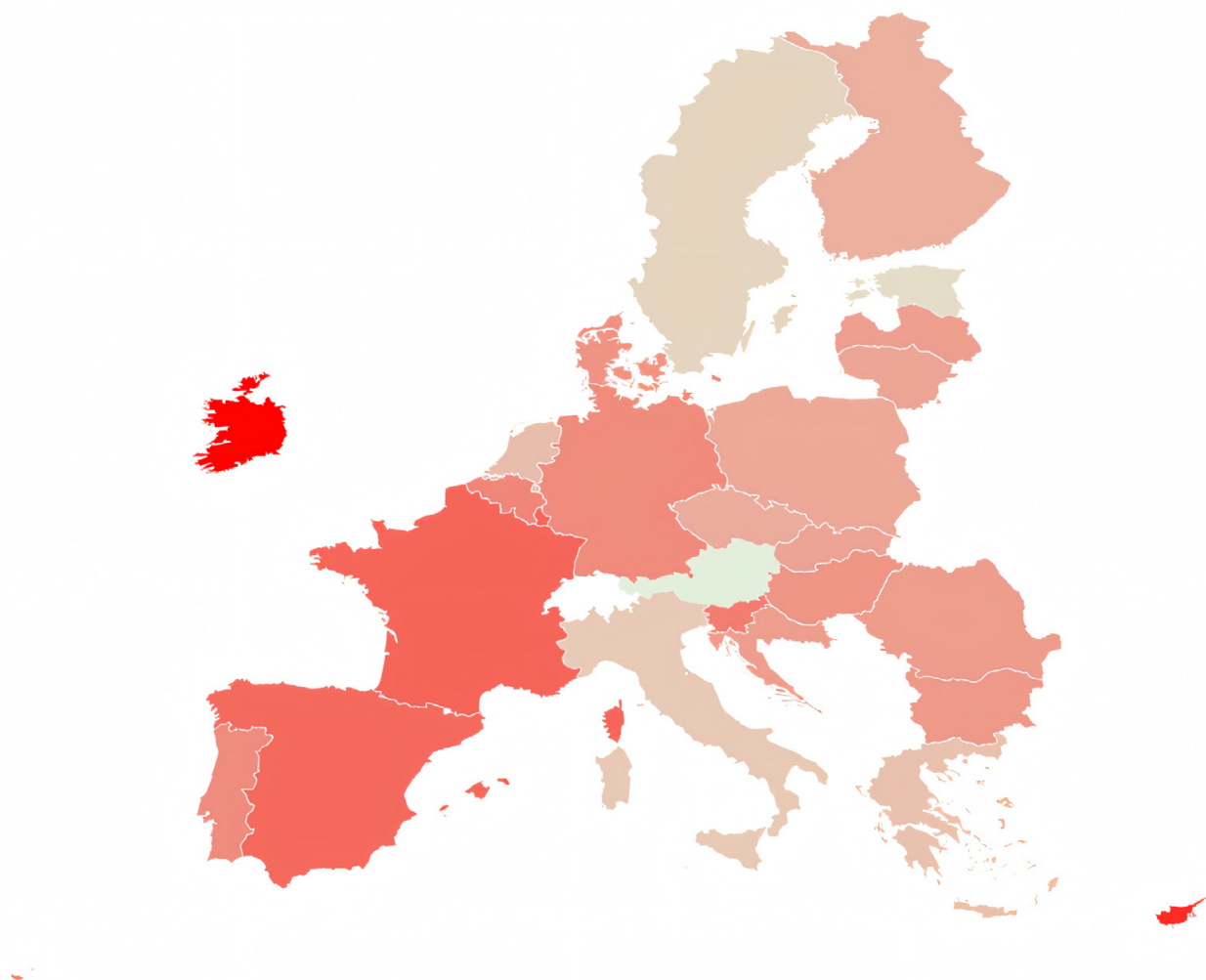
ekologicznej mogą prowadzić do zwiększenia intensywności produkcji w innych regionach (też cennych przyrodniczo). Zagrożenie ekspansją terytorialną rolnictwa niesie także ryzyko dalszej utraty bioróżnorodności, pomimo że ze względu na znaczące ograniczenie stosowania pestycydów rolnictwo ekologiczne uważane jest za bardziej przyjazne dla środowiska naturalnego.

Jednak potencjalne wylesianie związane z ekspansją rolnictwa to również poważny problem, ponieważ lasy pełnią kluczową rolę w pochłanianiu dwutlenku węgla i stabilizowaniu klimatu. Ich masowa wycinka przyczynia się do emisji gazów cieplarnianych, co pogłębia zmiany klimatyczne. Należy również zaznaczyć, że wylesiania zaburzają obieg wody w przyrodzie wpływając na przebieg opadów deszczu, co jest też jednym z najważniejszych prekursorów zmian klimatycznych. Ale są też inne. Na przykład zdrowe lasy uwalniają szereg lotnych związków organicznych, które mają ogólny „efekt chłodzący” poprzez blokowanie przychodzącej energii słonecznej. Wycinka lasów eliminuje ten efekt i przyczynia się do ocieplenia klimatu. Dodatkowo utracone lasy są zwykle zastępowane przez rolnictwo, które wytwarza własne emisje gazów cieplarnianych (GHG). Sumując te oddziaływania można stwierdzić, że rzeczywisty wkład wylesiania w globalne ocieplenie klimatu od 1850 r. sięga aż 40 procent. Utrzymanie dotychczasowego tempa wylesień lasów tropikalnych może dodać 1,5 stopnia Celsjusza do globalnych temperatur w perspektywie 2100 r. – nawet jeśli natychmiast wstrzymamy emisje gazów cieplarnianych z paliw kopalnych⁴.

Innym zagrożeniem w kontekście upowszechniania ekologicznego systemu produkcji jest ryzyko ujemnego bilansu składników odżywczych (wyjąłowień gleb), będące skutkiem rezygnacji z nawozów sztucznych. Jest to szczególnie istotne w przypadku gospodarstw ekologicznych bez produkcji zwierzęcej, będącej źródłem nawozów organicznych.

4 Pearce F., 2018.

Konieczność zwiększenia powierzchni użytków rolnych [% obecnej powierzchni]
w celu osiągnięcia 25% udziału produkcji ekologicznej



Źródło: opracowanie własne

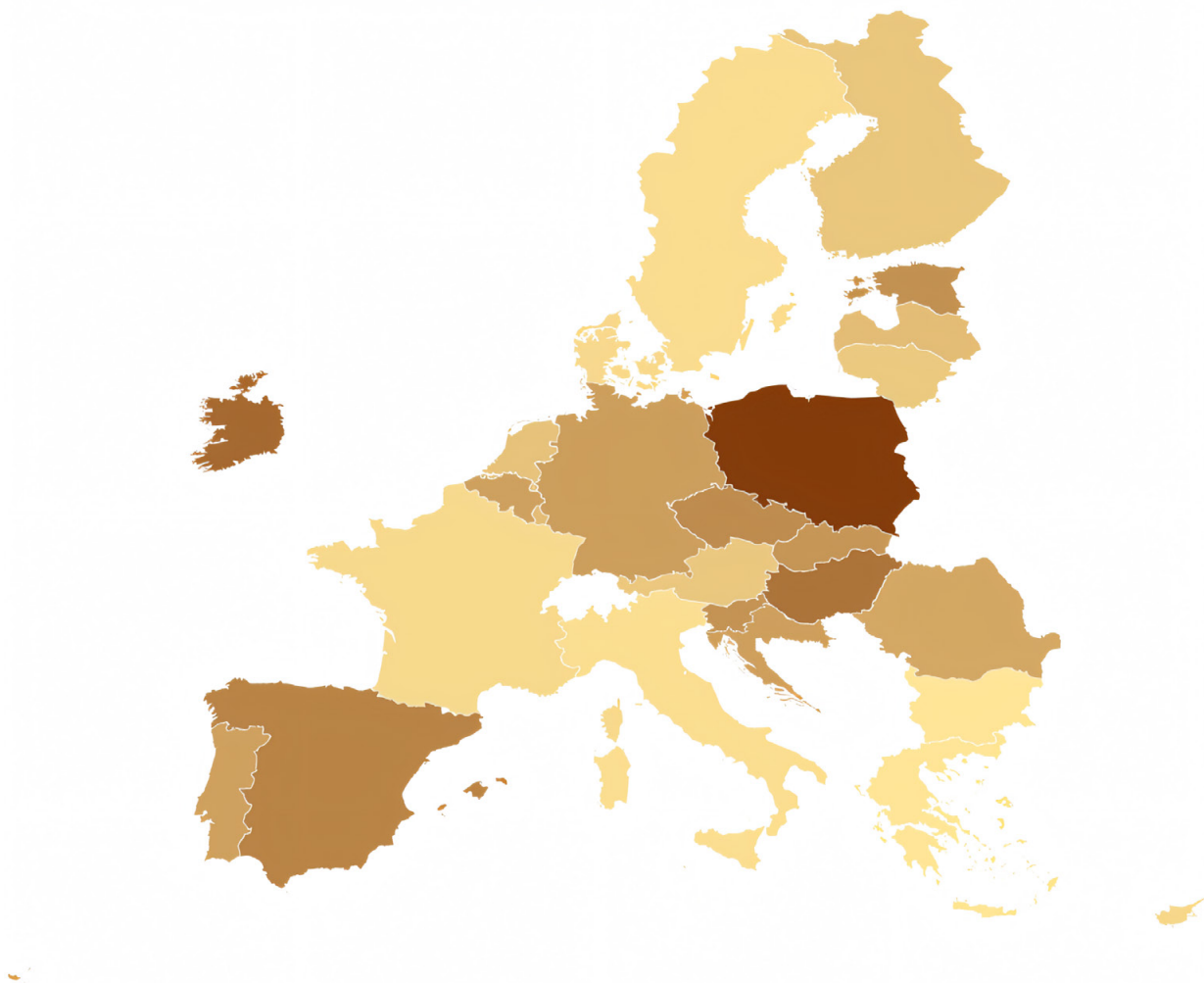
Problematyczną kwestią jest także system odżywiania roślin – w rolnictwie ekologicznym zakłada się maksymalne uruchomienie składników odżywczych z zasobów glebowych, co może prowadzić do zubożenia potencjału produkcyjnego gleb. Co więcej sam proces uwalniania składników odżywczych z gleby wymaga ich mineralizacji. Wiąże się to z rozkładem glebowej substancji organicznej, której towarzyszy uwalnianie dwutlenku węgla. W tym kontekście warto zauważyć, że dotychczasowe oceny udziału rolnictwa w łącznych emisjach gazów cieplarnianych niedoszacowują wpływu zamiany gruntów naturalnych w użytki rolne i związanej z tym procesem utraty potencjału gleby do magazynowania węgla. Szacuje się, że w związku ze zmianami charakterystyki gruntów prawdziwy udział rolnictwa w emisjach GHG kształtować może się nawet na

poziomie 20-25%, czyli około dwukrotnie wyższym niż wskazują oficjalne statystyki.

W kontekście oddziaływania rolnictwa na środowisko naturalne można więc postawić pytanie, czy ekologiczny system produkcji, wymagający zaangażowania większej ilości gruntów, jest w stanie zapewnić wystarczającą ilość żywności bez zwiększenia presji na środowisko naturalne, w szczególności zwiększenia emisji GHG.

Paradoksalnie, rolnictwo ekologiczne, które z definicji ma być bardziej przyjazne dla środowiska, może w niektórych przypadkach przyczyniać się do zwiększenia negatywnych skutków środowiskowych, jeśli nie zostaną wprowadzone odpowiednie środki zaradcze.

Konieczność zwiększenia pogłowia [% dotychczasowej liczby zwierząt]
w celu osiągnięcia 25% udziału produkcji ekologicznej 0% 20%



Źródło: opracowanie własne



Paradoksalnie, rolnictwo ekologiczne, które z definicji ma być bardziej przyjazne dla środowiska, może w niektórych przypadkach przyczyniać się do zwiększania negatywnych skutków środowiskowych.

Czy rolnictwo ekologiczne może wyżywić Europę?

Aby ocenić, jaki wpływ na zapotrzebowanie na grunty rolne może mieć zwiększenie udziału rolnictwa ekologicznego w krajach UE do poziomu proponowanego w Europejskim Zielonym Ładzie (przeciętnie 25%), przeprowadzono symulację ilustrującą o ile

należy zwiększyć powierzchnię upraw i liczbę zwierząt, aby zachować łączną produkcję rolną na niezmiennym poziomie. Analizy te przeprowadzono uwzględniając aktualny udział rolnictwa ekologicznego w poszczególnych krajach UE oraz różnice w wydajności między ekologicznymi, a tradycyjnymi metodami produkcji. Różnice w wydajności dla upraw roślin oszacowano na podstawie plonów pszenicy, a dla hodowli zwierząt – na podstawie przeciętnej mleczności krów w obu systemach rolnictwa.

Wyniki symulacji wskazują, że dla większości krajów UE, aby utrzymać produkcję rolniczą na niezmiennym poziomie i jednocześnie zwiększyć udział rolnictwa ekologicznego do 25%, należałoby znacząco zwiększyć powierzchnię upraw. W skali UE

powierzchnia upraw musiałaby się zwiększyć o 8,2%⁵. Jedynym wyjątkiem jest, wspomniana wcześniej Austria, która już spełnia wymogi UE dotyczące udziału ekologicznej produkcji.

Utrzymanie produkcji zwierzęcej na obecnym poziomie w przypadku wdrożenia zakładanego przez UE udziału zwierząt utrzymywanych systemie ekologicznym oznaczałoby konieczność zwiększenia pogłowia zwierząt od kilku do kilkunastu procent. Skutki wdrożenia tych zmian zależą od obecnego udziału zwierząt w systemie produkcji ekologicznej i różnic wydajności w poszczególnych krajach. Obecnie jedynie Grecja spełnia wymóg 25-procentowej obsady zwierząt utrzymywanych w systemie ekologicznym. W pozostałych krajach konieczne byłoby zwiększenie pogłowia zwierząt. Wyjątek stanowi Bułgaria, w której ze względu na brak różnic w wydajności, ewentualne zmiany udziału zwierząt w gospodarstwach ekologicznych nie powodują konieczności zwiększenia liczebności stad. W Polsce, ze względu na niewielki odsetek zwierząt w gospodarstwach ekologicznych, zrekomensowanie niższej wydajności wymagałoby zwiększenia pogłowia o blisko 20%. W całej UE wymagane byłoby zwiększenie pogłowia przeciętnie o 7,4%. Oszacowany wzrost pogłowia niezbędny do zachowania produkcji przy zwiększeniu udziału rolnictwa ekologicznego do 25% przedstawia powyższa mapa.

Z analiz innych autorów⁶ wynika, że wzrost powierzchni upraw ekologicznych o 1% może skutkować spadkiem produkcji o 0,278%. Przy założeniu wzrostu tej powierzchni do 25% oznaczać mogłoby to zmniejszenie produkcji na poziomie około 7%. Można zatem zauważyć, że wyniki przedstawionej wyżej symulacji są zbieżne z oszacowaniami innych autorów. W rzeczywistości zwiększenie powierzchni upraw rolnych w krajach europejskich jest mocno dyskusyjne (powierzchnia UR w ostatnich latach ulega zmniejszeniu), a realizacja takiego planu

mogłaby się odbyć wyłącznie przez ekspansję terytorialną rolnictwa, kosztem lasów.

Inni autorzy wskazują na możliwe zwiększenie importu żywności w celu uzupełnienia zmniejszonej produkcji żywności metodami ekologicznymi. Badania przeprowadzone w Wielkiej Brytanii⁷ wskazują, iż konwersja rolnictwa Anglii i Walii na rolnictwo ekologiczne spowodowałaby znaczący wzrost importu żywności. Umownie wyrażając wielkość produkcji rolniczej za pomocą powierzchni upraw autorzy wykazali, iż analizowane regiony po przejściu na rolnictwo ekologiczne zmuszone byłyby do „zaimportowania” dodatkowych 6 milionów hektarów użytków rolnych. Szacunki te nie uwzględniają produktów rolniczych importowanych ze względu na ich pochodzenie (m.in. ryż, herbata, kawa itp.). Jednocześnie wykazano, że wprowadzenie rolnictwa ekologicznego na obszarze Anglii i Walii zwiększyłoby emisję GHG z rolnictwa o 25 do 70%.

W kontekście tych wyników, można stwierdzić, że gdyby realizacja planów UE, co do 25% udziału rolnictwa ekologicznego odbywałaby się na terenie całej Wspólnoty, to import żywności musiałby być realizowany z innych krajów, prowadząc do tzw. „ucieczki emisji” gazów cieplarnianych. W takim wypadku globalny wzrost emisji byłby trudny do określenia, ze względu na brak pewności co do wielkości emisji GHG w kraju pochodzenia.



5 Wąs, A., Sulewski, P., Rawa, G., & Jurek, K., 2024;

6 Cristache S-E, Vuță M, Marin E, Cioacă S-I, Vuță M., 2018;

7 Smith, L.G., Kirk, G.J.D., Jones, P.J. et al. 2019;

Na zagrożenie „ucieczką emisji” z europejskiego rolnictwa, będące wynikiem ograniczenia produkcji rolnej w Europie pod wpływem wdrażania polityki klimatycznej wskazują również analizy prowadzone w KOBiZE w projekcie LIFE VIIIEW⁸.



Gdyby realizacja planów UE, co do 25% udziału rolnictwa ekologicznego odbywałaby się na terenie całej Wspólnoty, to import żywności musiałby być realizowany z innych krajów, prowadząc do tzw. „ucieczki emisji” gazów cieplarnianych.

Zrównoważona intensyfikacja rolnictwa vs. rolnictwo ekologiczne – podsumowanie

W debacie o przyszłości rolnictwa ekologicznego i jego roli w tworzeniu bardziej zrównoważonego systemu żywnościowego, pojawia się wiele wątpliwości. Niektórzy badacze sugerują, że bardziej sensowną drogą może być tzw. zrównoważona intensyfikacja (ang. *Sustainable intensification*). Takie podejście dobrze pasuje do koncepcji tzw. rolnictwa integrowanego⁹. To mniej znane podejście niż rolnictwo ekologiczne, ale opiera się na naukowej wiedzy i może być korzystniejsze dla środowiska. Chodzi o to, by poprzez łączenie różnych technik produkcji maksymalizować wydajność rolnictwa, jednocześnie dbając o środowisko. Wraz z postępem technologicznym rośnie potencjał zrównoważonej intensyfikacji, szczególnie dzięki innowacjom związanym z „rolnictwem inteligentnym” (smart farming) i rolnictwem precyzyjnym. W przeciwieństwie do rolnictwa ekologicznego zrównoważona intensyfikacja rolnictwa jest podejściem, które stawia na poprawę efektywności produkcji rolnej przy jednoczesnym zachowaniu równowagi z ekosystemem. W przeciwieństwie do rolnictwa

ekologicznego, które na ogół kładzie duży nacisk na ograniczenie intensywności produkcji i minimalizowanie użycia chemicznych nawozów oraz pestycydów, zrównoważona intensyfikacja koncentruje się na zwiększeniu plonów na istniejących terenach rolniczych, wykorzystując zaawansowane technologie, lepsze praktyki zarządzania oraz innowacje w zakresie genetyki roślin i zwierząt. Podejście to podkreśla konieczność bardziej efektywnego korzystania z zasobów środowiska takich jak gleba, woda czy powietrze. Celem jest zmniejszenie presji na środowisko, unikając rozwoju nowych terenów rolniczych kosztem lasów, łąk czy innych cennych ekosystemów. Dzięki wykorzystaniu technologii takich jak precyzyjne rolnictwo, które umożliwia precyzyjne nawożenie i nawadnianie, możliwe jest zmniejszenie strat nakładów oraz poprawa wydajności na każdym etapie produkcji. Tym samym daje możliwości utrzymania, a nawet zwiększenia powierzchni lasów, które odgrywają znaczącą rolę w pochłanianiu gazów cieplarnianych z produkcji rolnej¹⁰ i przyczyniają się do utrzymania bioróżnorodności.

BIBLIOGRAFIA

1. Pearce F. Rivers in the sky: how deforestation is affecting global water cycles. *Yale Environment* 360, 2018. (<https://e360.yale.edu/features/how-deforestation-affecting-global-water-cycles-climate-change>; dostęp 20.09.2024)
2. Wąs, A., Sulewski, P., Rawa, G., & Jurek, K. The Dilemmas Of Sustainable Agriculture – Extensification Of Production Or Sustainable Intensification. *Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu*, 26, 2024. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0054.5165>;
3. Cristache S-E, Vuță M, Marin E, Cioacă S-I, Vuță M. Organic versus Conventional Farming—A Paradigm for the Sustainable Development of the European Countries. *Sustainability*. 2018, 10(11):4279. <https://doi.org/10.3390/su10114279>;
4. Smith, L.G., Kirk, G.J.D., Jones, P.J. et al. The greenhouse gas impacts of converting food production in England and Wales to organic methods. *Nat Commun* 10, 4641, 2019. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-12622-7>;
5. VIIIEW on EU ETS 2050: Changing the scope of the EU ETS. Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), 2023, Warsaw. <https://climatecake.ios.edu.pl/download/116/>; dostęp 22.09.2024
6. Majewski, E. Koncepcja systemu integrowanej produkcji rolniczej, 1995;
7. VIIIEW on EU ETS 2050: Exploring synergies between the EU ETS and other EU climate policy measures – carbon removal, hydrogen, and sectoral transport policy, Institute of Environmental Protection – National Research Institute / National Centre for Emissions Management (KOBiZE), 2024, Warsaw <https://climatecake.ios.edu.pl/download/128/>; dostęp 24.09.2024

8 VIIIEW on EU ETS 2050, 2023;

9 Majewski, E., 1995;

10 VIIIEW on EU ETS 2050, 2024;



Wyzwania w integracji Ukrainy z EU ETS

Autorzy:

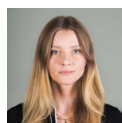
Katarzyna Mazanek, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, KOBIZE/ CAKE

Grzegorz Gmyrek, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, KOBIZE/ CAKE

Michał Lewarski, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, KOBIZE/ CAKE

Wyzwania w integracji Ukrainy z EU ETS

Słowa kluczowe: integracja Ukrainy z EU ETS, ETS1, ETS2, KPEiK, MRV, deficyt energetyczny



Autor:
Katarzyna Mazanek



Autor:
Grzegorz Gmyrek



Autor:
Michał Lewarski

Streszczenie

Integracja Ukrainy z Europejskim Systemem Handlu Emisjami (EU ETS – dalej ETS1) jest kluczowym elementem jej drogi do członkostwa w Unii Europejskiej (UE), wynikającym z Układu Stowarzyszeniowego (ang. The Association Agreement – AA). W ramach tych zobowiązań Ukraina planuje wdrożyć system ETS, co ma na celu ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, wspieranie transformacji energetycznej i zrównoważoną odbudowę gospodarczą.

Wdrażanie ukraińskiego ETS jest zaplanowane na trzy etapy. Pierwszy etap, trwający do 2025 r., obejmuje przygotowania legislacyjne, rozwój systemu Monitorowania, Raportowania i Weryfikacji (MRV) oraz stworzenie krajowych ram prawnych dla ETS. Drugi etap, przypadający na lata 2026–2028, zakłada wdrożenie pilotażowego systemu handlu emisjami, który pozwoli przetestować funkcjonowanie systemu. Ostatni etap, obejmujący lata 2029–2033, przewiduje pełną operacyjność systemu i jego integrację z unijnym ETS. Kluczowe wyzwania w tym procesie obejmują określenie właściwego limitu emisji, ustalenie zasad darmowej alokacji pozwoleń oraz zapewnienie spójności z unijnymi regulacjami.

Wprowadzenie systemu ETS wiąże się z wieloma wyzwaniami, z których część została zaprezentowana przez Federację Pracodawców Ukrainy (ang. The Federation of Employers of Ukraine – FEU).

Oprócz wyzwań przed Ukrainą stoją również nowe możliwości, takie jak integracja z europejskimi rynkami czystych technologii.

Ważnym elementem w procesie integracji Ukrainy z unijnym ETS1 będzie oszacowanie wielkości emisji oraz udziału poszczególnych sektorów w emisji gazów cieplarnianych w Ukrainie. Jedną z korzyści związanych z wprowadzeniem ETS1 będzie znacząca poprawa wpływów z przychodów do budżetu państwa oraz redukcja emisji gazów cieplarnianych przez przedsiębiorstwa w porównaniu do obowiązującego obecnie w Ukrainie podatku węglowego w wysokości 0,72 EUR/tCO₂e¹, który jest częścią podatku środowiskowego ustanowionego w artykule 14.1.57 Kodeksu podatkowego Ukrainy².

Od 2027 r. w UE zacznie obowiązywać ETS2, który obejmie emisje generowane przez budynki transport lądowy oraz niektóre sektory, dla których nie ma zastosowania obecnie obowiązujący ETS1. Ze względu na małą wiarygodność danych, trudne jest oszacowanie wielkości emisji w ukraińskich sektorach, które spełniają kryteria objęcia przez ETS2. Dostępne dane pokazują jednak, że większość emisji generowanych będzie przez budynki. W niektórych gospodarstwach domowych w Ukrainie nie ma obecnych urządzeń mierzących indywidualne zużycie energii i problem ten powinien zostać zaadresowany przed wdrożeniem systemu ETS2.

1 Stan na 01.04.2024 r.

2 Kodeks podatkowy Ukrainy (<https://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=32564>, dostęp: 21.11.2024 r.).

Od 1 października 2023 r. importerzy zobowiązani są do raportowania emisji CO₂ towarów objętych mechanizmem dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ – CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism). Jednak wielu importerów, w tym przedsiębiorstwa z Ukrainy, nie jest świadomych istnienia tego mechanizmu. Integracja z EU ETS pozwoli Ukrainie uniknąć konieczności zakupu certyfikatów CBAM, a zwolnienie z CBAM w sektorze energii może nastąpić wcześniej, po spełnieniu określonych wymagań.

Mimo ambitnych planów, Ukraina stoi przed licznymi wyzwaniami związanymi z wdrożeniem ETS. Konflikt zbrojny z Rosją i związane z nim zniszczenia infrastruktury energetycznej poważnie osłabiły zdolności produkcyjne kraju, zmniejszając moc wytwórczą z 55 GW przed wojną do poniżej 20 GW

Spis skrótów:

AA	– Układ Stowarzyszeniowy – ang. The Association Agreement	EU ETS	– Europejskim Systemem Handlu Emisjami – ang. European Union Emissions Trading System
CBAM	– mechanizmem dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO ₂ – ang. ang. Carbon Border Adjustment Mechanism	DRI	– produkcja stali w piecach łukowych z bezpośrednią redukcją rud – ang. Direct Reduction Iron
EAF	– produkcja stali ze złomu w piecu łukowym ang. Electric Arc Furnance	FEU	– Federacja Pracodawców Ukrainy – ang. The Federation of Employers of Ukraine
EBA	– European Business Association	KPEiK	– Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu
ECSEE	– Wspólnota Energetyczna – ang. Energy Community for South East Europe	MRV	– system Monitorowania, Raportowania i Weryfikacji – ang. Measurement, Reporting, and Verification
ENTSO-E	– Europejska Sieć Operatorów Systemów Przesyłowych (ang. the European Network of Transmission System Operators	UE	– Unia Europejska
		toe	– tona ekwiwalentu ropy naftowej – jest to energetyczny równoważnik jednej metrycznej tony ropy naftowej (1 toe = 11 630 kWh = 11,63 MWh = 41,868 GJ)

(stan na lipiec 2024 r.). Zniszczenia dotknęły kluczowych elektrowni, w tym największej na Ukrainie Zaporoskiej Elektrowni Jądrowej, a także licznych elektrowni słonecznych i wiatrowych. Naprawa tych szkód i odbudowa sektora energetycznego jest kosztowna i skomplikowana, co stawia przed Ukrainą poważne wyzwania, szczególnie w kontekście nadchodzącej zimy.

Rząd Ukrainy podejmuje działania mające na celu odbudowę infrastruktury energetycznej i wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju. Plany odbudowy obejmują m.in. budowę nowych elektrowni gazowych, rozwój projektów energetyki wiatrowej oraz rozwój odnawialnych źródeł energii, aby zmniejszyć swoją zależność od paliw kopalnych i zwiększyć odporność energetyczną.

Wstęp

14 grudnia 2023 r. Rada Europejska postanowiła rozpocząć negocjacje akcesyjne z Ukrainą, co oznacza, że w ciągu najbliższych lat Ukraina będzie musiała wdrożyć unijne przepisy i regulacje. W ramach tych przygotowań, 25 czerwca 2024 r. rząd ukraiński

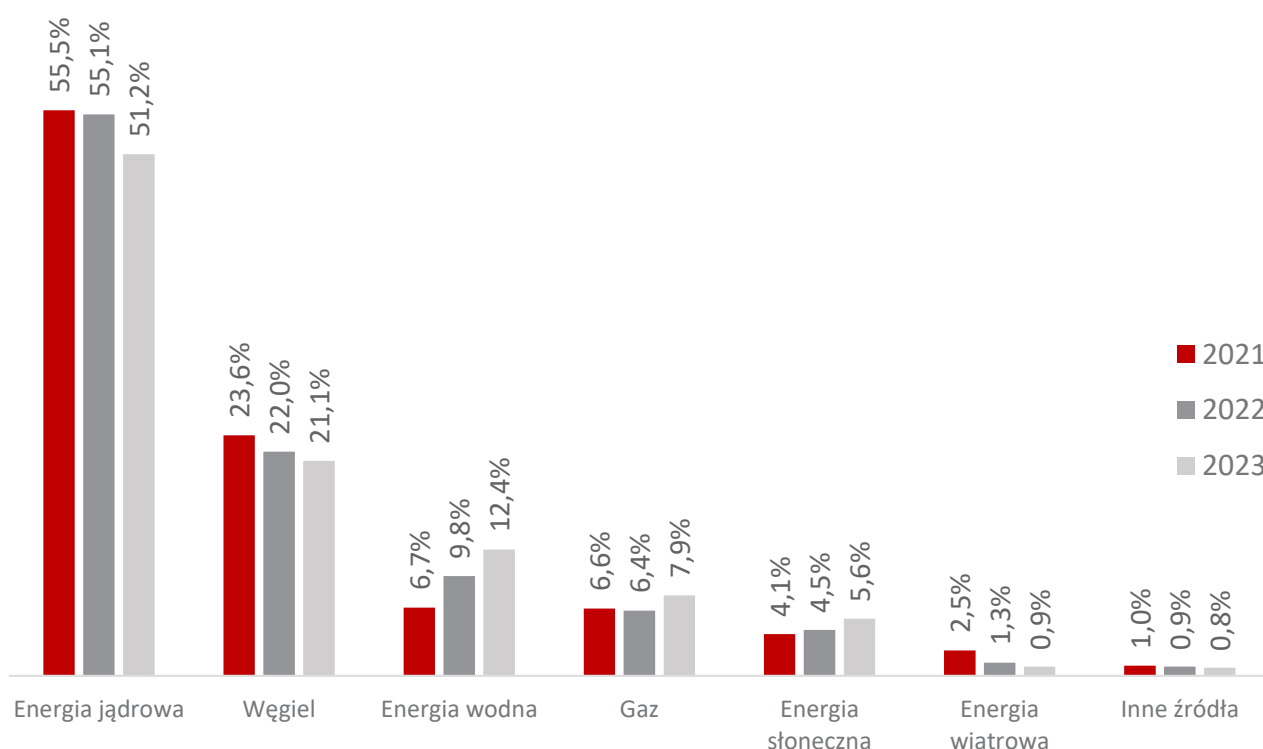
opublikował Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) na lata 2025–2030. Dokument ten stanowi główną strategię Ukrainy w zakresie polityki energetycznej i klimatycznej, mając na celu wspieranie ożywienia gospodarczego, promowanie zrównoważonej odbudowy oraz transformację struktury produkcji energii w kierunku bardziej ekologicznych źródeł.³

³ Monitor Spraw Ukraińskich nr 3 (https://www.bgk.pl/files/public/Raporty/Monitor_spraw_ukrainskich/Monitor_spraw_ukrainskich_nr_3_BGK_lipiec_2024.pdf, dostęp: 03.09.2024 r.).

Do najważniejszych celów KPEiK Ukrainy należą:

1. ograniczenie do 2030 r. emisji gazów cieplarnianych o 65% w stosunku do poziomu z 1990 r.,
2. osiągnięcie do 2030 r. 27% udziału OZE w całkowitym końcowym zużyciu energii,
3. pogłębienie dywersyfikacji źródeł energii i szlaków dostaw, tak by nie więcej niż 30% pochodziło od jednego dostawcy,
4. zużycie energii pierwotnej nie większe niż 72,2 mln ton ekwiwalentu ropy naftowej (toe), a zużycie energii finalnej – nie większe niż 42,2 mln toe do 2030 r.⁴

WYKRES 1. PRODUKCJA ENERGII W UKRAINIE WEDŁUG ŹRÓDŁA [%], 2021–2023.



Źródło: Bank Gospodarstwa Krajowego, Monitor Spraw Ukraińskich, lipiec 2024.

Integracja Ukrainy z EU ETS

Planowana akcesja do Unii Europejskiej będzie się wiązać albo z pełnym wprowadzeniem Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (ang. EU Emissions Trading System – EU ETS) albo z wprowadzeniem krajowego systemu ETS Ukrainy, bliskiego pod względem ambicji standardom unijnym⁵. Układ stowarzyszeniowy (ang. the Association Agreement – AA)

zakłada wdrożenie przez Ukrainę ETS do 2025 r., który objąłby sektor energetyczny oraz przemysł. W kwietniu 2023 r. minister Ochrony Środowiska i Zasobów Naturalnych wyraził chęć wprowadzenia legislacji dotyczącej ETS w 2024 r. Zgodnie z zarysem koncepcyjnym opracowanym przez European Business Association (EBA) i dotyczącym ETS z września 2023 r., ukraińskie przedsiębiorstwa są również zainteresowane wprowadzeniem wewnętrznego rynku ETS

⁴ jw.

⁵ GMF, Rebuild, Decarbonize, and Integrate: Ukraine, the EU, and the Road to a Net-Zero Energy Sector, (<https://www.gmfus.org/news/rebuild-decarbonize-and-integrate-ukraine-eu-and-road-net-zero-energy-sector>, dostęp: 20.11.2024 r.).

na jasno określonych zasadach i jego późniejszym włączeniem do EU ETS. Pozwoliłoby to przedsiębiorstwom w Ukrainie przygotować się do akcesji do UE.⁶

31 maja 2024 roku rząd ukraiński złożył projekt ustawy o zasadach polityki klimatycznej oraz o wprowadzeniu krajowego ETS. Zaplanowane są trzy etapy wdrażania systemu handlu uprawnieniami do emisji. Pierwszy etap planowany na lata 2024–25 będzie obejmował przygotowania do wprowadzenia ETS, w tym niezbędne prawodawstwo, ulepszenie architektury Monitorowania, Raportowania i Weryfikacji (ang. Monitoring, Reporting, and Verification – MRV) i przyjęcie ETS. Drugi etap w latach 2026–28 zakłada utworzenie pilotażowego systemu handlu emisjami, w trakcie którego będzie sprawdzana gotowość systemu, a także będą korygowane potencjalne problemy. Trzeci etap w latach 2029–33 dotyczy już pełnej działalności operacyjnej systemu oraz przygotowania do połączenia z systemem unijnym.⁷ Właściwy cap emisji, czyli dopuszczalna liczba pozwoleń na emisję, oraz ich część dostępna w ramach darmowej alokacji, czyli przydziału uprawnień będą kluczowymi elementami w procesie integracji.⁸

Ukraińskie cele w zakresie emisji gazów cieplarnianych:

1. Do 2030 r.: krajowa redukcja emisji netto w całej gospodarce o 65% w porównaniu z 1990 r.
2. Do 2050 r.: emisje z energetyki i przemysłu nie przekroczą 31–34% poziomów z 1990 r.
3. Do 2060 r.: neutralność klimatyczna⁹.

Ukraińskie instalacje objęte regulacjami stosują system MRV od 2021 r. i początkowo miały, co roku publikować raporty z monitorowania. Wybuch pełnoskalowej wojny z Rosją spowodował jednak, że raportowanie i stosowanie się do systemu MRV stało się dobrowolne.¹⁰

Ruslan Strilets, minister Ochrony Środowiska i Zasobów Naturalnych, poinformował, że rok 2024 jest czasem przygotowań Ukrainy związanych z wprowadzeniem unijnego mechanizmu dotyczącego importu do Unii Europejskiej określonych towarów, tzw. podatku granicznego (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism – CBAM). Minister podkreślił również zdolność do wdrożenia niezbędnej legislacji oraz przeprowadzenia przez przemysł działalności testowej w ramach rynku ETS, potrzebnych do zrozumienia zasad funkcjonowania systemu.¹¹

Federacja Pracodawców Ukrainy (ang. the Federation of Employers of Ukraine – FEU) wspólnie z reprezentantami rządu oraz biznesu przedyskutowała Strategię Implementacji Systemu Handlu Emisjami Gazów Cieplarnianych w Ukrainie przed 2033 r. i przedłożyła propozycje dotyczące jego efektywnego funkcjonowania. Potrzeby oraz wyzwania stojące przed Ukrainą zostały ujęte w sześciu punktach:

1. Działania ułatwiające stworzenie bazy z danymi o wielkości emisji przypadających na 1 kW wykorzystywanej mocy oraz zaprojektowanie ETS dla importu dóbr do Ukrainy, do 2025 r.
2. Rozszerzenie horyzontu czasowego dla procesu implementacji ETS w Ukrainie: faza przygotowań w latach 2024–2025, faza pilotażowa w latach 2026–2031, rozpoczęcie fazy właściwej

6 IMF, Policies to Address Climate Change Ukraine, (<https://www.elibrary.imf.org/view/journals/018/2024/001/article-A001-en.xml>, dostęp: 04.09.2024 r.).

7 ICAP, Ukraine adopts law towards ETS adoption, (<https://icapcarbonaction.com/en/news/ukraine-adopts-law-towards-ets-adoption>, dostęp: 20.11.2024 r.).

8 Ukraine's path to European Union membership and its long-term implications, (<https://www.bruegel.org/policy-brief/ukraines-path-european-union-membership-and-its-long-term-implications>, dostęp: 02.09.2024 r.).

9 ICAP, Ukraine, (Ukraine | International Carbon Action Partnership (icapcarbonaction.com), dostęp: 03.09.2024 r.).

10 ICAP, Ukraine, (Ukraine | International Carbon Action Partnership (icapcarbonaction.com), dostęp: 03.09.2024 r.).

11 National emissions trading system will be launched in a pilot mode in 2025: Ruslan Strilets, (<https://www.kmu.gov.ua/en/news/natsionalna-systema-torhivli-vykydamy-v-pilotnomu-rezhymi-zapratsiuie-u-2025-rotsi-ruslan-strilets>, dostęp: 02.09.2024 r.).

operacji w latach 2032–2038 z pełną integracją z EU ETS w 2038 r.

3. Szkolenie z funkcjonowania ETS dla członków władz, nadzoru i operatorów zakładów objętych przez system. FEU wstępnie oszacowało, że jedynie sześć spośród wszystkich podsektorów, które mają zostać objęte przez ETS, reprezentowanych jest przez 2 700 ukraińskich firm. Z powodu dużej liczby podmiotów potencjalnie objętych przez ETS zaproponowano uzupełnienie planu operacyjnego poprzez stworzenie warunków do zwiększenia w Ukrainie liczby podmiotów uczestniczących w procesie weryfikacji.
4. Zapobieganie tzw. podwójnej płatności (ang. double payment) za emisję CO₂.
5. Określenie podejścia do ilości pozwoleń w ramach tymczasowo darmowej alokacji dla elektrowni w celu modernizacji, dywersyfikacji oraz transformacji w systemie energetycznym.
6. Przedstawienie wiarygodnych narzędzi MRV, uwzględniających szkolenia oraz sposoby finansowania (sponsorzy, granty).

Rozmowy dotyczyły również kwestii energii jądrowej oraz częściowo produkowanej z gazu, które w Ukrainie powinny być traktowane tak samo jak w UE, gdzie wymienione źródła energii uważane są za „zielone”. FEU zaproponowała poruszenie tego zagadnienia w ramach negocjacji, dotyczących członkostwa Ukrainy w UE.¹²

Pomimo wielu wyzwań, które niesie za sobą włączenie do systemu ETS, Ukraina może na nim skorzystać,

przede wszystkim wdrożenie ETS i połączenie z EU ETS pozwoli uniknąć objęcia produkowanych w Ukrainie dóbr opłatami związanymi z CBAM. Wdrożenie EU ETS umożliwi również integrację z europejskimi sektorami czystych technologii (ang. clean technologies).¹³



Pomimo wielu wyzwań, które niesie za sobą włączenie do systemu ETS, Ukraina może na nim skorzystać, przede wszystkim wdrożenie ETS i połączenie z EU ETS pozwoli uniknąć objęcia produkowanych w Ukrainie dóbr opłatami związanymi z CBAM. Wdrożenie EU ETS umożliwi również integrację z europejskimi sektorami czystych technologii (ang. clean technologies).¹⁴

Które emisje zostaną objęte przez ETS1 w Ukrainie?

Wprowadzenie systemu ETS w Ukrainie ma na celu stopniową redukcję emisji gazów cieplarnianych i zcentralizowaną akumulację zasobów na potrzeby dekarbonizacji i rozwiązań poprawiających wydajne zarządzanie energią. Porównanie emisji z poszczególnych sektorów UE i Ukrainy oraz trendów cenowych na rynku emisji jest kluczowe dla zrozumienia skali przyszłego systemu ETS w Ukrainie.¹⁵

Porównując przychody z handlu w ramach systemu ETS w UE z aktualnymi oszacowaniami przychodów z (ekstremalnie niskiego) podatku węglowego w Ukrainie w wysokości 0,70 euro za tonę CO₂ oraz znaczące dochody budżetowe

¹² FEU put forward proposals for effective implementation of the ETS in Ukraine, (<https://gmk.center/en/news/feu-put-forward-proposals-for-effective-implementation-of-the-ets-in-ukraine/>, dostęp: 02.09.2024 r.).

¹³ Ukraine's path to European Union membership and its long-term implications, (<https://www.bruegel.org/policy-brief/ukraines-path-european-union-membership-and-its-long-term-implications>, dostęp: 02.09.2024 r.).

¹⁴ Ukraine's path to European Union membership and its long-term implications, (<https://www.bruegel.org/policy-brief/ukraines-path-european-union-membership-and-its-long-term-implications>, dostęp: 02.09.2024 r.).

¹⁵ GHG emissions assessment in Ukraine on the way to climate neutrality and ETS introduction, (<https://greendealukraine.org/products/analytical-reports/ghg-emissions-assessment-in-ukraine-on-the-way-to-climate-neutrality-and-ets-introduction>, dostęp: 21.11.2024 r.).

w krajach członkowskich UE z dochodami budżetowymi w Ukrainie, nie można oczekiwać podobnych efektów w obszarze fiskalnym. Podatek węglowy w Ukrainie w tej chwili odgrywa raczej symboliczną rolę i nie stymuluje ani redukcji emisji przez przedsiębiorstwa, ani znaczących dochodów budżetowych.¹⁶

Statystyki dotyczące zweryfikowanych emisji gazów cieplarnianych w UE pokazują, że największy udział ma sektor energetyczny a następnie duże gałęzie przemysłu (metale, rafinacja, produkcja cementu). Możliwość zebrania informacji od wszystkich indywidualnych posiadaczy pozwoleń w jednym rejestrze unijnym pozwala na dysponowanie precyzyjnymi informacjami o zweryfikowanych emisjach w UE. Mimo że zapewniane przez przedsiębiorstwa informacje ukazują tendencje podobne do oszacowań emisji gazów cieplarnianych w Ukrainie, precyzyjniejsze skoncentrowanie się na sektorze zapewnia UE lepsze pojęcie o wielkości rynku ETS oraz jego dynamice w porównaniu do Ukrainy.¹⁷

Porównując zweryfikowane emisje z różnych gałęzi przemysłu w UE i w Ukrainie, można zauważyć, że przed rokiem 2022 przemysł metalurgiczny miał wysoki udział w emisji gazów cieplarnianych w Ukrainie, odpowiadający jednej trzeciej unijnych emisji z tego sektora. Mimo to, powojenna dynamika, w tym utrata wielu aktywów sektora stalowego i perspektywa potencjalnej modernizacji sektora w oparciu o technologie zeroemisyjne (produkcja stali w piecach łukowych z bezpośrednią redukcją rud ang. Direct Reduction Iron – DRI, produkcja stali ze złomu w piecu łukowym ang. Electric Arc Furnance – EAF), może dramatycznie zmienić sytuację w Ukrainie.¹⁸

Które emisje zostaną objęte przez ETS2 w Ukrainie?

ETS2, którego wprowadzenie w UE planowane jest na rok 2027, obejmie swoim zasięgiem zarówno budynki, jak i transport drogowy (oraz inne sektory nie podlegające pod obecny ETS – głównie mały przemysł, nieobjęty przez ETS1¹⁹). Będzie to ważne zwłaszcza z perspektywy emisji na poziomie gospodarstw domowych, uwzględniających systemy ogrzewania i chłodzenia oraz transport prywatny. Wdrożenie ETS2 może stanowić pewne wyzwanie dla Ukrainy, gdzie urzędzenia mierzące indywidualne zużycie energii wciąż nie są obecne w wielu gospodarstwach domowych.²⁰

Porównanie emisji z budynków i transportu per capita w ETS2 w UE oraz na Ukrainie ukazuje, że Ukraina charakteryzuje się prawie 3-krotnie niższymi emisjami per capita. Częściowo wynik ten można wyjaśnić mniejszą flotą pojazdów w Ukrainie w porównaniu do średniej unijnej dla pojedynczego kraju członkowskiego. Do tej różnicy może się także przyczyniać brak wiarygodnych danych dotyczących indywidualnej konsumpcji, sugerujący potrzebę poprawy metod pozyskiwania i weryfikacji danych w Ukrainie, szczególnie w sektorze budynków.²¹

Największy udział wśród źródeł energii, wykorzystywanych w gospodarstwach domowych, stanowi gaz ziemny, używany w prawie połowie wszystkich gospodarstw w Ukrainie. W latach poprzedzających wywołaną przez Federację Rosyjską wojnę systematycznie rosła ilość konsumowanej energii, pochodzącej z odnawialnych źródeł energii i biopaliw, a największy roczny, 37-procentowy, wzrost (z 45 871,5 TJ do 63 018 TJ) nastąpił w 2016 r. W roku

¹⁶ jw.

¹⁷ jw.

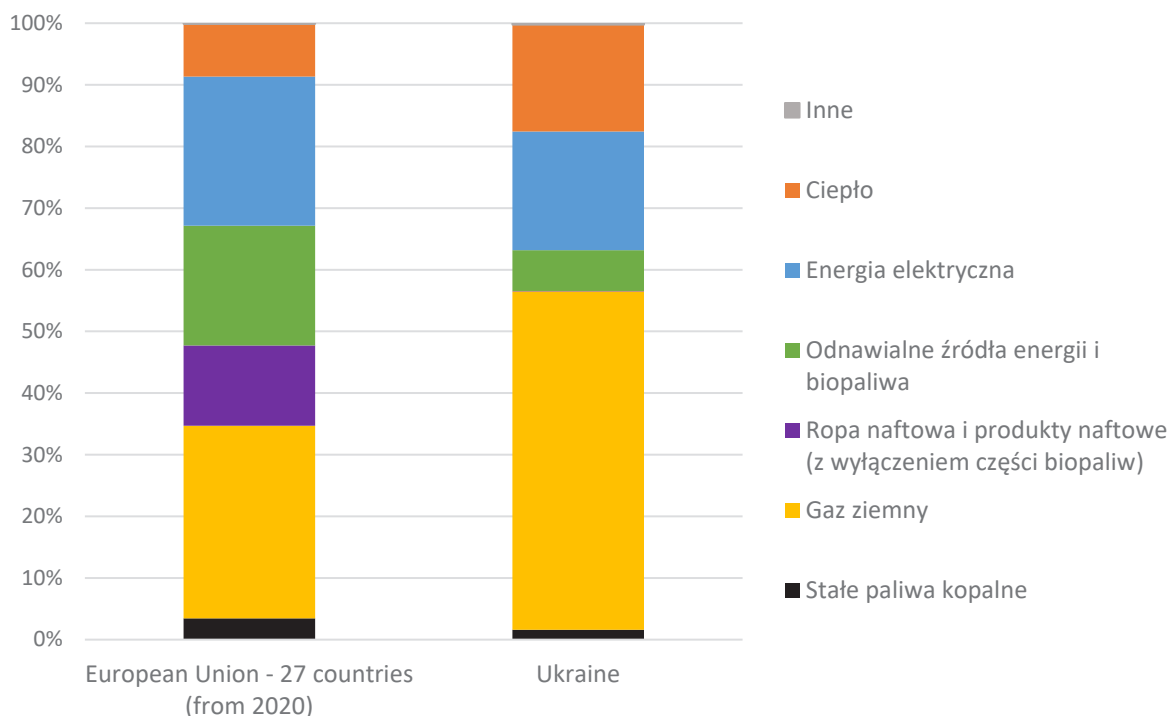
¹⁸ jw.

¹⁹ Climate Action, ETS2: buildings, road transport and additional sectors, (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets-2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en, dostęp: 04.09.2024 r.).

²⁰ GHG emissions assessment in Ukraine on the way to climate neutrality and ETS introduction, (<https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/ghg-emissions-assessment-in-ukraine-on-the-way-to-climate-neutrality-and-ets-introduction>, dostęp: 21.11.2024 r.).

²¹ jw.

WYKRES 2. UDZIAŁ NOŚNIKÓW ENERGII W KONSUMPCJI ENERGII PRZEZ GOSPODARSTWA DOMOWE W UE I UKRAINIE [%], 2015.



Źródło: Eurostat, Simplified energy balances (2024)

2020 Ukraińcy konsumowali już 79 198 TJ energii, pochodzącej ze źródeł odnawialnych i biopaliw. Poniżej ukazane zostało porównanie struktury paliwowej w konsumpcji energii przez gospodarstwa domowe między UE a Ukrainą.²²

Całościowy obraz emisji w Ukrainie w ramach ETS2, których podstawę stanowi *National Center for GHG Emission Inventory*²⁵, pokazuje, że sektor budynków pozostanie głównym emitentem, emitując prawie tyle samo gazów cieplarnianych, co transport drogowy i pozostałe sektory objęte ETS2 łącznie. Dane powinny jednak zostać poddane dokładniejszej weryfikacji w odniesieniu do indywidualnego wykorzystania energii.²⁶

CBAM a Ukraina

Wartość dóbr importowanych z Ukrainy, które mogą zostać objęte przez CBAM, jest szacowana na 2,9 mld EUR. W 2019 r. import dóbr z Ukrainy do UE, które mogłyby zostać objęte przez CBAM, stanowił 6% wartości całkowitego importu dóbr z zagranicy do UE, które mogłyby zostać objęte mechanizmem.²³

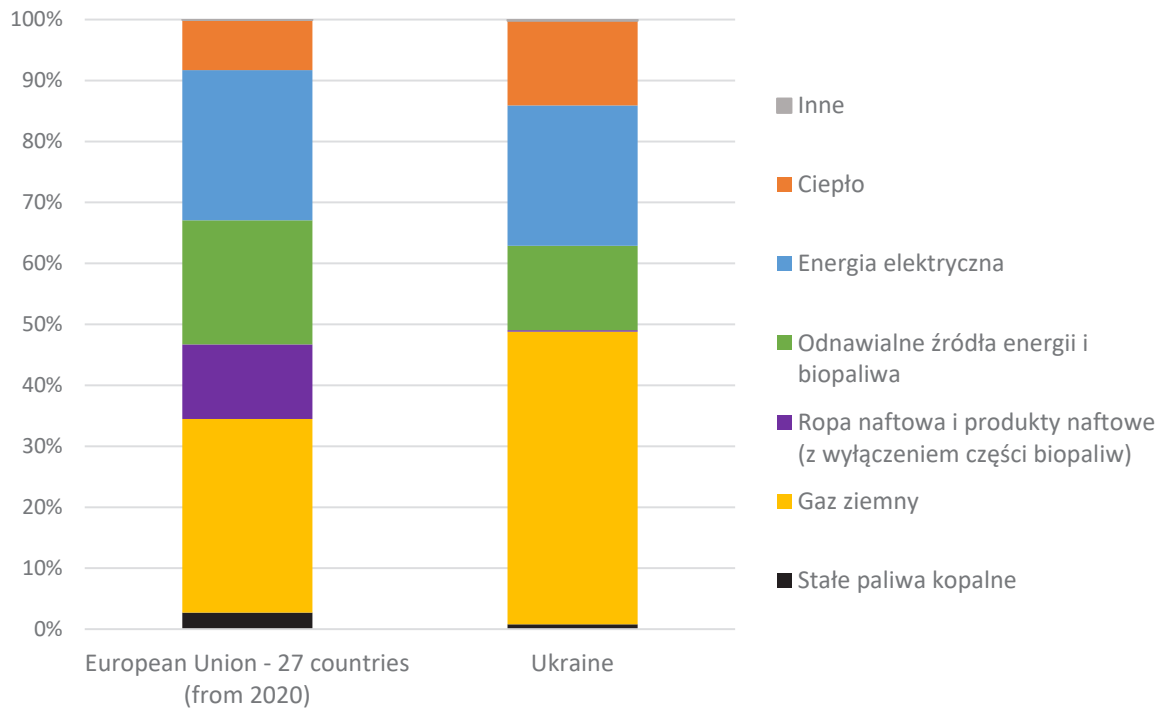


Wartość dóbr importowanych z Ukrainy, które mogą zostać objęte przez CBAM, jest szacowana na 2,9 mld EUR. W 2019 r. import dóbr z Ukrainy do UE, które mogłyby zostać objęte przez CBAM, stanowił 6% wartości całkowitego importu dóbr z zagranicy do UE, które mogłyby zostać objęte mechanizmem.²⁴

²² Eurostat, Simplified energy balances, (https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_bal_s__custom_12907817/default/table?lang=en, dostęp: 17.09.2024 r.).

²³ Possible impact of CBAM on the Ukrainian electricity market, (<https://getmarket.com.ua/en/news/possible-impact-of-cbam-on-the-ukrainian-electricity-market>, dostęp: 02.09.2024 r.).

²⁴ Possible impact of CBAM on the Ukrainian electricity market, (<https://getmarket.com.ua/en/news/possible-impact-of-cbam-on-the-ukrainian-electricity-market>, dostęp: 02.09.2024 r.).

WYKRES 3. UDZIAŁ NOŚNIKÓW ENERGII W KONSUMPCJI ENERGII PRZEZ GOSPODARSTWA DOMOWE W UE I UKRAINIE [%], 2020.

Źródło: Eurostat, Simplified energy balances (2024)

Jednym z dóbr, które mogą zostać objęte mechanizmem, jest energia elektryczna, której całkowita wartość importu do UE z Ukrainy w 2020 r. kwalifikująca się do objęcia przez CBAM, wyniosła 281 mln EUR. Należy nadmienić, że w przyszłości wartość ta może być o wiele wyższa ze względu na całkowitą synchronizację ukraińskiego systemu elektroenergetycznego z Europejską Siecią Operatorów Systemów Przesyłowych ENTSO-E (ang. the European Network of Transmission System Operators), która nastąpiła 16 marca 2022 r.²⁷

Wysokość podatku CBAM obliczana jest na podstawie wielkości emisji gazów cieplarnianych powstałych w produkcji dóbr. Z tego względu mechanizm CBAM znacząco wpłynie na unijny import energii elektrycznej z Ukrainy, w której produkcja

energii elektrycznej charakteryzuje się dwukrotnie wyższą niż unijna emisyjnością, czyli ilością CO₂ wyemitowaną podczas produkcji 1 MWh.²⁸

Ukraina może zostać zwolniona z CBAM stosowanego na powszechnych zasadach, jeśli spełni warunki przewidziane przez AA i Wspólnotę Energetyczną (ang. *Energy Community for South East Europe – ECSEE*). Osobną kwestię stanowi zwolnienie Ukrainy z podatku CBAM dotyczącego importu energii elektrycznej, które nastąpić może po realizacji określonych wymagań. Jedno z nich stanowi, że rynek energii elektrycznej w Ukrainie ma być zintegrowany z wewnętrznym rynkiem UE poprzez złączenie obu rynków oraz nie będzie możliwe od strony technicznej zastosowanie CBAM na import energii do UE. Zwolnienie może zostać cofnięte, jeśli: Ukraina nie

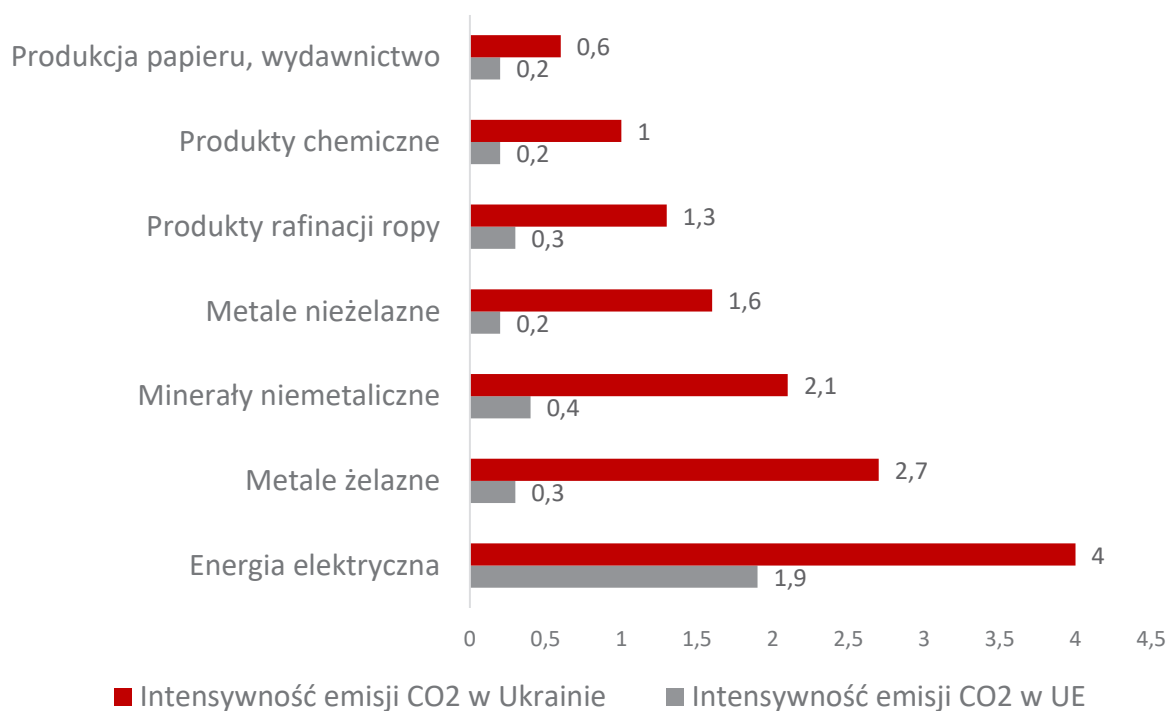
²⁵ National Center for GHG Emission Inventory (<https://en.nci.org.ua/>, dostęp: 20.11.2024 r.).

²⁶ GHG emissions assessment in Ukraine on the way to climate neutrality and ETS introduction, (<https://greendea.ukraine.org/products/analytical-reports/ghg-emissions-assessment-in-ukraine-on-the-way-to-climate-neutrality-and-ets-introduction>, dostęp: 21.11.2024 r.).

²⁷ jw.

²⁸ jw.

WYKRES 4. INTENSYWNOŚĆ EMISJI DWUTLENKU WĘGLA W UE I UKRAINIE [KG CO₂ NA 1 USD].



Źródło: Opracowanie własne na podstawie Chepeliev, M. (2021). 'Possible Implications of the European Carbon Border Adjustment Mechanism for Ukraine and Other EU Trading Partners.' *Energy RESEARCH LETTERS*, 2(1). <https://doi.org/10.46557/001c.21527>.

poczyni postępów w realizacji wymagań, podejmie działania niezgodne z celami ustalonymi w unijnym prawie klimatycznym i środowiskowym, lub podejmie działania przeciwne do celów dekarbonizacji.²⁹

Problemy dotyczące CBAM ujawniły się już w pierwszym okresie sprawozdawczym, którego zakończenie planowano na 31 stycznia 2023 r. Na platformie, poprzez którą zbierane były raporty od importerów, odnotowano przeciążenia uniemożliwiające przesłanie raportów, a KE musiała przedłużyć okres sprawozdawczy o kolejny miesiąc. Ponadto wielu importerów zmagano się z problemami natury formalnej przez co nie byli gotowi przesłać swoich raportów na czas. Według German Emissions Trading Authority mniej niż 10% z 20 000 firm w Niemczech wywiązało się ze swoich zobowiązań raportowych, a Swedish Environmental Protection Agency poinformowało, że udział takich podmiotów w Szwecji wyniósł 11%. Większość

importerów jest nieświadoma istnienia CBAM – w tym podmioty z Ukrainy, od których kontrahenci zaczęli się już domagać przedłożenia certyfikatów CBAM.³⁰

Sytuacja Ukrainy w trakcie trwania wojny

Pełnoskalowa wojna z Rosją poważnie osłabiła gospodarkę Ukrainy oraz postawiła przed nią wiele nowych wyzwań. Przed rozpoczęciem inwazji ukraiński sektor energetyczny należał do największych w Europie, z mocą wytwórczą 55 GW. Wskutek zniszczeń wojennych moc spadła jednak poniżej 20 GW, co sprawiło, że zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego stało się jednym z kluczowych problemów gospodarki kraju. Straty w ukraińskim sektorze energetycznym (bez ciepłownictwa) na grudzień 2023 roku zostały wyceniane na 7,5 mld USD przez Bank Światowy, rząd Ukrainy, Unię Europejską i Organizację Narodów Zjednoczonych.³¹

²⁹ jw.

³⁰ Overcoming CBAM challenges for Ukraine and the EU, (<https://gmkcenter/en/opinion/what-challenges-does-cbam-pose-for-the-eu-and-ukraine/>), dostęp: 05.09.2024 r.).

³¹ Monitor spraw ukraińskich nr 3 (https://www.bgk.pl/files/public/Raporty/Monitor_spraw_ukrainskich/Monitor_spraw_ukrainskich_nr_3_BGK_lipiec_2024.pdf), dostęp: 03.09.2024 r.).

MAPA 1. ELEKTROWNIE W UKRAINIE ZAATAKOWANE PRZEZ ROSJĘ.**Mapa 1. Elektrownie w Ukrainie zaatakowane przez Rosję**

Źródło: Bank Gospodarstwa Krajowego, Monitor Spraw Ukraińskich, lipiec 2024 r.



Pełnoskalowa wojna z Rosją poważnie osłabiła gospodarkę Ukrainy oraz postawiła przed nią wiele nowych wyzwań. Przed rozpoczęciem inwazji ukraiński sektor energetyczny należał do największych w Europie, z mocą wytwórczą 55 GW. Wskutek zniszczeń wojennych moc spadła jednak poniżej 20 GW, co sprawiło, że zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego stało się jednym z kluczowych problemów gospodarki kraju. Straty w ukraińskim sektorze energetycznym (bez ciepłownictwa) na grudzień 2023 roku zostały wyceniane na 7,5 mld USD przez Bank Światowy, rząd Ukrainy, Unię Europejską i Organizację Narodów Zjednoczonych.³²

Od początku wojny (stan na lipiec 2024 r.) Rosja zajęła Zaporoską elektrownię jądrową, część elektrowni ciepłych, blisko połowę elektrowni słonecznych i około 75% wiatrowych, które łącznie zapewniały około 18 GW mocy wytwórczej. Dodatkowo, całkowicie zniszczyła niemal wszystkie rafinerie i sporą część infrastruktury magazynowej, dwie elektrownie ciepłe (w Trypolu i Słoboziańskie) i dwie elektrownie wodne (w Kachowce i Zaporozżu). Rosyjskie działania wojenne doprowadziły do uszkodzenia połowy podstacji przesyłowych wysokiego napięcia i infrastruktury podziemnych magazynów gazu ziemnego. Część elektrowni ciepłych została zniszczona w stopniu krytycznym (w 80%).³³

³² Monitor spraw ukraińskich nr 3 (https://www.bgk.pl/files/public/Raporty/Monitor_spraw_ukrainskich/Monitor_spraw_ukrainskich_nr_3_BGK_lipiec_2024.pdf, dostęp: 03.09.2024 r.).

³³ jw.

Naprawa infrastruktury energetycznej jest niezwykle trudna i kosztowna, co stawia Ukrainę przed poważnym zagrożeniem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, zwłaszcza w obliczu nadchodzącej zimy. Według szefa resortu Ministra H. Haluschenko sezon grzewczy 2024/25 będzie narażony na największe blackouty od rozpoczęcia inwazji Rosji, a Szeft Nadzoru Energetycznego R. Slobodyan poinformował, że wskutek zniszczeń wojennych codziennie występuje deficyt mocy wytwórczej. Obecnie nie jest możliwe precyzyjne oszacowanie zagrożeń dla najbliższego sezonu grzewczego, ponieważ zależą one od liczby zniszczonych instalacji oraz od stopnia napraw i liczby instalacji przywróconych do funkcjonowania. Niezwykle ważne jest wzmocnienie ochrony przeciwłotniczej instalacji energetycznych, a także zwiększenie możliwości importu energii do Ukrainy.³⁴

Rząd stara się uzyskać wsparcie finansowe od innych państw (w tym m.in. Polski) oraz poinformował o podwyższeniu taryfy za energię elektryczną z 2,64 hrywny (UAH)³⁵ z czerwca na 4,32 UAH (stan na lipiec 2024 r.), a dodatkowe środki mają zostać przeznaczone na odbudowę obiektów energetycznych i budowę zabezpieczeń. Według rządu taryfy i tak są zaniżone w celu wsparcia ludności i gospodarki kraju. Rząd planuje również wspomagać materiałowo (np. drewno na opał) i finansowo osoby najuboższe z najbardziej dotkniętych obwodów (charkowskiego, chersońskiego, sumskiego, dniepropietrowskiego, zaporoskiego, mikołajowskiego, czernichowskiego i ługańskiego).³⁶

Plan odbudowy

Koleje Ukrainie (ukr. Ukrzaliznytsia – UZ) założyły spółkę zależną UZ Enerho, która 28 czerwca 2024 r. ogłosiła

plan budowy elektrowni gazowych o mocy do 250 MW w miastach-stolicach obwodowych na terenie Ukrainy. Elektrownie te będą przyłączane do infrastruktury UZ, obiektów użyteczności publicznej oraz kluczowych elementów infrastruktury krytycznej. Koleje Ukrainie zmagają się z deficytami energii elektrycznej i istnieją obawy, że w okresie jesienno-zimowym mogą wystąpić zakłócenia w funkcjonowaniu sieci, co dodatkowo wpłynie negatywnie na dystrybucję energii, jako że UZ jest jednym z największych dostawców energii elektrycznej w kraju.³⁷

Równocześnie, firma DTEK³⁸ planuje rozwój kilku projektów energetyki wiatrowej, w tym Połtawskiej elektrowni wiatrowej o mocy 650 MW, której rozpoczęcie budowy planowane jest na 2025 rok. Koszt projektu szacowany jest na 976 mln USD, a DTEK poszukuje wsparcia finansowego na realizację inwestycji.³⁹

Podczas konferencji Ukraine Recovery Conference, która odbyła się 11–12.06.2024 r. w Berlinie, prezydent Wołodymyr Zełenski przedstawił ambitny plan budowy instalacji gazowych o mocy do 1 GW w bieżącym roku oraz zwiększenie mocy o kolejne 4 GW w ciągu następnych kilku lat. Eksperti jednak podchodzą do tych zapowiedzi sceptycznie, podkreślając, że dotychczas żaden kraj nie zrealizował tak dużych projektów w tak krótkim czasie, choć możliwe jest rozpoczęcie prac w zapowiedzianym terminie.⁴⁰

Dodatkowo, uruchomiono Instrument na rzecz Ukrainy (ang. the Ukraine Facility), czyli program pomocy finansowej na lata 2024–27, z którego środki mają zostać przeznaczone na pilne naprawy infrastruktury energetycznej, a także na inwestycje w Odnawialne Źródła Energii.⁴¹

34 Monitor spraw ukraińskich nr 3 (https://www.bgk.pl/files/public/Raporty/Monitor_spraw_ukrainskich/Monitor_spraw_ukrainskich_nr._3_BGK_lipiec_2024.pdf, dostęp: 03.09.2024 r.).

35 Średni kurs hrywny w 2023 roku wyniósł 0,1159 PLN, Narodowy Bank Polski, Kursy średnioważone walut obcych w złotych (Tabela A) (<https://nbp.pl/statystyka-i-sprawozdawczosc/kursy/archiwum-tabela-a-csv-xls/>, dostęp: 17.10.2024 r.).

36 jw.

37 Monitor spraw ukraińskich nr 3 (Monitor_spraw_ukrainskich_nr._3_BGK_lipiec_2024.pdf, dostęp: 03.09.2024 r.).

38 Największy prywatny inwestor sektora energetycznego w Ukrainie.

39 jw.

40 jw.

41 jw.

Podsumowanie

Integracja Ukrainy z EU ETS stanowi kluczowy krok na jej drodze do członkostwa w UE, mający na celu redukcję emisji, modernizację sektora energetycznego oraz zacieśnienie współpracy z unijnymi rynkami czystych technologii. W grudniu 2023 r. Rada Europejska zdecydowała o rozpoczęciu negocjacji akcesyjnych z Ukrainą, co wymaga od Ukrainy wdrożenia unijnych przepisów, w tym ETS. W ramach tych przygotowań Ukraina opracowała Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu na lata 2025–2030.

Ukraina planuje wprowadzenie krajowego systemu ETS w trzech etapach: przygotowania (2024–2025), fazy pilotażowej (2026–2028), oraz pełnej operacyjności (2029–2033) z celem integracji z EU ETS do 2038 roku. Implementacja ETS jest kluczowa, aby Ukraina mogła uniknąć opłat w ramach CBAM, które mogłyby dotknąć ukraiński eksport do UE, w tym eksport energii elektrycznej o wysokiej intensywności emisji CO₂. Ponadto, ETS ma pomóc Ukrainie zaadaptować się do unijnych standardów klimatycznych i zintegrować z europejskimi sektorami czystych technologii.

Realizacja tych planów jest utrudniona przez wojnę z Rosją, która doprowadziła do znacznych zniszczeń infrastruktury energetycznej Ukrainy, zmniejszając jej moc wytwórczą i stwarzając poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. Odbudowa sektora energetycznego, w tym elektrowni i infrastruktury przesyłowej, jest jednym z głównych wyzwań stojących przed Ukrainą.

W odpowiedzi na te wyzwania, Ukraina podejmuje działania zmierzające do odbudowy i modernizacji sektora energetycznego, w tym budowę nowych

elektrowni gazowych i rozwój projektów energii odnawialnej. Ukraina współpracuje z międzynarodowymi partnerami, w tym Unią Europejską i innymi organizacjami, w celu uzyskania wsparcia finansowego i technicznego.

Bibliografia:

1. Bank Gospodarstwa Krajowego, Monitor Spraw Ukraińskich nr 3, lipiec 2024 r., str. 39–48. ([Monitor_spraw_ukrainskich_nr._3_BGK_lipiec_2024.pdf](#), dostęp: 03.09.2024 r.).
2. Climate Action, ETS2: buildings, road transport and additional sectors, (https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/ets-2-buildings-road-transport-and-additional-sectors_en, dostęp: 04.09.2024 r.).
3. Eurostat, Simplified energy balances, (https://ec.europa.eu/eurostat/data-browser/view/nrg_bal_s__custom_12907817/default/table?lang=en, dostęp: 17.09.2024 r.).
4. GMK Center, FEU put forward proposals for effective implementation of the ETS in Ukraine, (<https://gmk.center/en/news/feu-put-forward-proposals-for-effective-implementation-of-the-ets-in-ukraine/>, dostęp: 02.09.2024 r.).
5. GMK Center, Overcoming CBAM challenges for Ukraine and the EU, (<https://gmk.center/en/opinion/what-challenges-does-cbam-pose-for-the-eu-and-ukraine/>, dostęp: 05.09.2024 r.).
6. Green Deal Ukraina, GHG emissions assessment in Ukraine on the way to climate neutrality and ETS introduction, (<https://greendealukraina.org/products/analytical-reports/ghg-emissions-assessment-in-ukraine-on-the-way-to-climate-neutrality-and-ets-introduction>, dostęp: 21.11.2024 r.).
7. ICAP, Ukraine (Ukraine | International Carbon Action Partnership (icapcarbonaction.com), dostęp: 03.09.2024 r.).
8. ICAP, Ukraine adopts law towards ETS adoption, listopad 2024 r. (<https://icapcarbonaction.com/en/news/ukraine-adopts-law-towards-ets-adoption>, dostęp: 20.11.2024 r.).
9. IMF, Policies to Address Climate Change Ukraine, (<https://www.elibrary.imf.org/view/journals/018/2024/001/article-A001-en.xml>, dostęp: 04.09.2024 r.).
10. Kodeks podatkowy Ukrainy (<https://cis-legislation.com/document.fwx?rgn=32564>, dostęp: 21.11.2024 r.).
11. Narodowy Bank Polski, Kursy średnioważone walut obcych w złotych (Tabela A) (<https://nbp.pl/statystyka-i-sprawozdawczosc/kursy/archiwum-tabela-a-csv-xls/>, dostęp: 17.10.2024 r.).
12. National Center for GHG Emission Inventory (<https://en.nci.org.ua/>, dostęp: 20.11.2024 r.).
13. National emissions trading system will be launched in a pilot mode in 2025: Ruslan Strilets, (<https://www.kmu.gov.ua/en/news/natsionalna-systema-torhivli-vykydamy-v-pilotnomu-rezhymi-zapratsiuiie-u-2025-rotsi-ruslan-strilets>, dostęp: 02.09.2024 r.).
14. Possible impact of CBAM on the Ukrainian electricity market, (<https://get-market.com.ua/en/news/possible-impact-of-cbam-on-the-ukrainian-electricity-market>, dostęp: 02.09.2024 r.).
15. Ukraine's path to European Union membership and its long-term implications, (<https://www.bruegel.org/policy-brief/ukraines-path-european-union-membership-and-its-long-term-implications>, dostęp: 02.09.2024 r.).



Rola transparentności w realizacji Porozumienia paryskiego

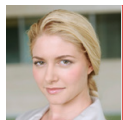
Autorzy:

Anna Serzysko, Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej, KOBiZE

Izabela Zborowska, Zastępca Kierownika Zespołu Instrumentów Polityki Klimatycznej, KOBiZE

Rola transparentności w realizacji Porozumienia paryskiego

Kluczowe słowa: Konwencja klimatyczna, UNFCCC, Porozumienie paryskie, transparentność, raporty dwuletnie, ramy zwiększonej przejrzystości, ETF, wkłady do Porozumienia paryskiego określone na poziomie krajowym, NDCs



Autor:
Anna Serzysko



Autor:
Izabela Zborowska

Streszczenie

Obecny reżim klimatyczny, jaki opiera się na Konwencji klimatycznej ONZ, jest podstawowym narzędziem międzynarodowych wysiłków i działań na rzecz przeciwdziałania zmianom klimatu i adaptacji do nich. Jego kluczowym elementem jest obecnie Porozumienie paryskie przyjęte w 2015 roku i którego postanowienia są nadal wdrażane. Jednymi z kluczowych elementów, jakie utworzono w nowym porozumieniu klimatycznym są ujednoczone wytyczne sprawozdawczości dla wszystkich państw, nazwane nowymi ramami przejrzystości działań (ang. *Enhanced Transparency Framework*, ETF). Wszystkie Strony Porozumienia paryskiego miały obowiązek opracowywania i przedstawiania do końca 2024 roku, swoich dwuletnich raportów transparentności (ang. *Biennial Transparency Reports*, BTR), ustanowionych w ramach systemu ETF.

Raporty te pozwolą na uzyskanie wiarygodnych, przejrzystych i kompleksowych danych na temat emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych, działań łagodzących i adaptacyjnych oraz wsparcia, czym ostatecznie przyczynią się do wzmocnienia transparentności działań państw w ramach ich zaangażowania w realizację Porozumienia paryskiego. Nowy system ETF umożliwi również analizę i porównywanie

działań podjętych przez poszczególne państwa, w szczególności pod kątem realizacji ich zobowiązań i celów określonych w krajowo uwarunkowanych wkładach państw do Porozumienia (NDCs). Stworzony Porozumieniem paryskim „mechanizm podnoszenia ambicji”, którego nowe ramy ETF są istotnym elementem, ma stanowić informację dla państw w procesie aktualizowania i wzmacniania ich NDCs, jak i służyć jednoczesnej identyfikacji luk i wyzwań w tych działaniach. I chociaż korzyści płynące z wdrażania nowych standardów sprawozdawczości klimatycznej w ramach UNFCCC zdają się być oczywiste, to zaangażowanie do nowego systemu transparentności może stanowić wyzwanie dla części państw. W szczególności dotyczy to krajów rozwijających się i nieposiadających doświadczenia w raportowaniu swoich działań w zakresie m.in. redukcji emisji czy też prowadzenia własnych inwentaryzacji emisji gazów cieplarnianych. Stąd, istotnym elementem prac w ramach Konwencji klimatycznej w najbliższych latach, jest skupienie się na rozwoju nowych ram przejrzystości działań przy jednoczesnym zapewnieniu pełnego zaangażowania ten proces wszystkich państw, również poprzez kierowanie do części z nim odpowiedniego wsparcia.

Porozumienie paryskie¹ stanowi obecnie najważniejszy instrument międzynarodowych działań klimatycznych. Jest to przekrojowy plan działań realizowanych w skali światowej, które mają doprowadzić do ograniczenia globalnego ocieplenia. Porozumienie to, poprzez powszechną partycypację jaką zapewnia, tworzy globalną platformę działań na rzecz intensyfikacji wysiłków wszystkich państw w ograniczaniu emisji gazów cieplarnianych (GC) i zielonej transformacji światowych gospodarek. Jednym z podstawowych celów określonych w Porozumieniu paryskim (dalej: Porozumienie, PP) jest tzw. cel temperaturowy, który zakłada utrzymanie wzrostu globalnych średnich temperatur na poziomie znacznie poniżej 2°C ponad poziomem przedindustrialnym i przewiduje dążenie do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C (zgodnie z art. 2 PP). Ponadto, w Porozumieniu ustalono, że państwa będą dążyły do osiągnięcia szczytu globalnych emisji gazów cieplarnianych (ang. *peaking*) „tak szybko, jak to możliwe” i przy założeniu, że państwom rozwijającym się zajmie to więcej czasu. Doprecyzowano również, że państwa powinny dążyć następnie do szybkiej redukcji emisji celem osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku.²

Jako jedną z największych innowacji w wielostronnym systemie ochrony klimatu Porozumienie paryskie wprowadziło obowiązek przygotowania i regularnego odnawiania wkładów do porozumienia określonych na poziomie krajowym (ang. *Nationally Determined Contributions*, NDCs). Są one deklaracją poszczególnych państw, będących Stronami Porozumienia paryskiego, wobec planowanych i podejmowanych krajowo działań oraz ich rezultatów w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu i będą przedstawiane przez państwa cyklicznie co 5 lat (w 2025 roku państwa będą

przedstawiły już swoje drugie NDCs do PP). Dodatkowo, decyzje przyjęte w Paryżu zachęcają państwa do sformułowania i zakomunikowania swoich długoterminowych strategii niskoemisyjnego rozwoju.³

Niemniej bez odgórnie ustalonego systemu, który pozwalałby na usystematyzowane zbieranie informacji nt. działań podejmowanych przez poszczególne państwa i postępu w realizacji ich NDCs, nie byłoby możliwym sprawdzenie czy wysiłki państw są spójne z ich deklarowanymi działaniami (w tym redukcjami emisji) i czy wspólny wysiłek wszystkich Stron Porozumienia pozwala na realizację jego celów, w tym celu temperaturowego. Dlatego też, jednym z kluczowych elementów Porozumienia paryskiego są ujednoczone wytyczne sprawozdawczości dla wszystkich państw, nazwane nowymi ramami przejrzystości działań (ang. *Enhanced Transparency Framework*, ETF), które zapewniają transparentność w działaniach poszczególnych państw.



Jednym z kluczowych elementów Porozumienia paryskiego są ujednoczone wytyczne sprawozdawczości dla wszystkich państw, nazwane nowymi ramami przejrzystości działań (ang. *Enhanced Transparency Framework*, ETF), które zapewniają transparentność w działaniach poszczególnych państw.

Transparentcja przed porozumieniem paryskim

Od momentu powstania Konwencji klimatycznej⁴ jej Strony podejmowały wysiłek, aby przyczynić się do osiągnięcia jej nadrzędnego celu, jakim jest stabilizacja stężeń gazów cieplarnianych w atmosferze

1 Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r., (https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf, dostęp: 29.11.2024 r.).

2 Neutralność tu rozumiana jest w ramach Porozumienia jako utrzymanie równowagi pomiędzy emisjami antropogenicznymi oraz pochłanianiem przez ekosystemy.

3 Para. 36. decyzji 1/CP.21.

4 Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzona dnia 9 maja 1992 w Nowym Jorku (<https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19960530238/O/D19960238.pdf>, dostęp: 21.11.2024 r.).

na poziomie zapobiegającym niebezpiecznej, antropogenicznej ingerencji w system klimatyczny. Realizując ten cel, kraje stanęły przed wyzwaniem uzyskania wiarygodnych, przejrzystych i kompleksowych danych na temat emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych, działań łagodzących i adaptacyjnych oraz wsparcia. Na mocy Konwencji, a później również i Protokołu z Kioto, stworzono rozwiązania służące do okresowego gromadzenia, raportowania i przeglądu odpowiednich informacji dotyczących poszczególnych krajów.



Podstawowym elementem systemu raportowania w ramach Konwencji klimatycznej, które utworzone zostały w pierwszej kolejności w rozwoju systemu transparentności w ramach UNFCCC, są raporty rządowe (ang. *National Communications, NC*) oraz krajowe inwentaryzacje emisji gazów cieplarnianych (ang. *National Inventory Report, NIR*). Raporty rządowe przygotowywane są cyklicznie przez wszystkie państwa w celu przedstawienia ich aktualnych polityk i działań w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu i adaptacji do jego zmian oraz informowania o podejmowanych działaniach zmierzających do wypełnienia zobowiązań wynikających z Konwencji klimatycznej i Protokołu z Kioto. Natomiast krajowe inwentaryzacje emisji gazów

cieplarnianych są zestawami danych informujących o rocznej emisji poszczególnych substancji w kraju. Oba dokumenty przygotowywane były przez wszystkie państwa-strony Konwencji UNFCCC, niemniej zobowiązania te miały różny charakter.⁵ Kraje rozwinięte (należące do Załącznika I) posiadały szczegółowe i jasno określone ramy czasowe przedstawiania zarówno raportów rządowych, jak i inwentaryzacji gazów cieplarnianych, natomiast pozostałe państwa posiadały daleko idące elastyczności co do ich zakresu, jak momenty ich przedstawiania. Z biegiem czasu i rozwoju prac prowadzonych w ramach Konwencji klimatycznej utworzony został kompleksowy system monitorowania, raportowania i weryfikacji (ang. *Measurement, Reporting And Verification, MRV*), który również zróżnicowano w oparciu o podział państw, jaki wprowadziła Konwencja klimatyczna. Kraje rozwinięte zobowiązane zostały do przygotowywania raportów dwuletnich (ang. *Biennial Reports, BRs*) zawierających m.in. inwentaryzację emisji gazów cieplarnianych, projekcje emisji i pochłaniania, strategie i działania na rzecz redukcji emisji, informacje w zakresie transferu technologii i pomocy finansowej dla krajów rozwijających. Kraje rozwijające się przygotowywały dwuletnie raporty w celu aktualizacji informacji zawartych w raportach rządowych (ang. *Biennial Update Reports, BURs*). Choć oba rodzaje raportów dwuletnich w ramach MRV miały być przez państwa składane co dwa lata, to kraje rozwijające się miały większą swobodę w zakresie tego wymogu, głównie z uwagi na mającą mniejszą zdolność regularnego raportowania.

Mimo wieloletniego rozwoju systemu transparentności w ramach Konwencji klimatycznej do 2015 roku był on oparty na sztywnym podziale państw w ramach Konwencji na rozwinięte i rozwijające się, co skutkowało zróżnicowaniem ich zobowiązań wobec częstotliwości i dokładności raportowanych informacji.

⁵ Przy tworzeniu Konwencji klimatycznej przyjęto sztywny podział państw na dwie kategorie, na których oparto dalsze określenie ich działań i zobowiązań. Państwom najbardziej rozwiniętym przypisano największą, historyczną odpowiedzialność za wysoki poziom gazów cieplarnianych w atmosferze i ich listę umieszczono w załączniku do konwencji (są to tzw. kraje Załącznika I, ang. *Annex I countries*). Wszystkie pozostałe państwa, które nie zostały wyszczególnione w ww. załączniku (czyli państwa spoza Załącznika I, ang. *non-Annex I countries*) przyjęło się określać państwami rozwijającymi się.

RYСУNEK 1. PORÓWNANIE WYMAGAŃ W ZAKRESIE RAPORTOWANIA W RAMACH SYSTEMU PRZEJRZYSTOŚCI UNFCCC PRZED I PO WPROWADZENIU POSTANOWIEŃ POROZUMIENIA PARYSKIEGO.

	DOTYCHCZASOWE WYMAGANIA RAPORTOWANIA UNFCCC			ULEPSZONE RAMY PRZEJRZYSTOŚCI (ETF) W RAMACH POROZUMIENIA PARYSKIEGO		
	KRAJE ROZWIŃIĘTE	KRAJE ROZWIJAJĄCE SIĘ	KRAJE LDCs I SIDS	KRAJE ROZWIŃIĘTE	KRAJE ROZWIJAJĄCE SIĘ	KRAJE LDCs I SIDS
INWENTARYZACJA GC	Co roku	Przy składaniu NC lub BUR	Elastyczności wobec terminów składania	Co roku	Co dwa lata	Elastyczności wobec terminów składania
RAPORTY RZĄDOWE	Obowiązkowo co 4 lata Obowiązkowa informacja nt. wsparcia	Nieobowiązkowo co 4 lata Mniej restrykcyjne wytyczne	Nieobowiązkowo co 4 lata Mniej restrykcyjne wytyczne	Bez zmian		
RAPORTY DWULETNI	Obowiązkowe BR co dwa lata Obowiązkowa informacja nt. wsparcia	Nieobowiązkowe BUR co dwa lata Mniej restrykcyjne wytyczne	Elastyczności wobec terminów składania Mniej restrykcyjne wytyczne	Obowiązkowo co najmniej co dwa lata	Obowiązkowo co najmniej co dwa lata	Elastyczności wobec terminów składania

Źródło: Międzynarodowe negocjacje w ramach Konwencji klimatycznej, IOŚ-PIB 2024.

Przed przyjęciem Porozumienia paryskiego, w ramach systemu MRV kraje Załącznika I Konwencji musiały składać raporty częściej i były one bardziej szczegółowe aniżeli te składane przez pozostałe kraje, które posiadały daleko idące elastyczności, co do zakresu i częstotliwości składania swoich raportów.



Wraz z przyjęciem Porozumienia paryskiego działania w zakresie transparentności zostały zastąpione nowymi ramami zwiększonej przejrzystości (ETF).⁶

Wraz z przyjęciem Porozumienia paryskiego działania w zakresie transparentności zostały zastąpione nowymi ramami zwiększonej przejrzystości (ETF).⁷ System ten został stworzony w oparciu o doświadczeniach

zdobyte w ramach UNFCCC, w szczególności system MRV. Jednakże, w przeciwieństwie do poprzednich zasad i praktyk stosowanych w ramach Konwencji klimatycznej, Porozumienie paryskie wprowadziło nowe zasady raportowania działań podejmowanych przez wszystkie państwa.



W przeciwieństwie do poprzednich zasad i praktyk stosowanych w ramach Konwencji klimatycznej, Porozumienie paryskie wprowadziło nowe zasady raportowania działań podejmowanych przez wszystkie państwa.

Wprowadzone elastyczności odnoszą się do państw najuboższych (LDCs⁸ i SIDS⁹), oraz tych państw rozwijających się, które same wskażą swoje ograniczone

⁶ Zgodnie z art.13 Porozumienia paryskiego.

⁷ Zgodnie z art.13 Porozumienia paryskiego.

⁸ Kraje najstabiliej rozwinięte (ang. Least Developed Countries) to grupa krajów o najniższych dochodach, której skład jest regularnie weryfikowany przez Komitet ds. Rozwoju w ramach Rady Gospodarczej i Społecznej ONZ.

⁹ Rozwijające się, małe państwa wyspiarskie (ang. Small Island Developing States).

możliwości i zdecydują się na jej zastosowanie odnośnie zakresu, częstotliwości i poziomu szczegółowości raportowania. Kraje rozwijające się, które zdecydują się na zastosowanie takiej elastyczności, muszą wskazać w swoich raportach BTR, jakie ograniczenia z ich strony są tego powodem i w jakim czasie zakładają one poprawę i likwidację tych ograniczeń.¹⁰ Niemniej Porozumienie paryskie zakłada, że docelowo, wszystkie składane raporty w ramach ETF będą ujednoczone. Wszystkie Strony Porozumienia miały obowiązek opracowywania i przedstawiania do końca 2024 roku, swoich dwuletnich raportów transparentności (ang. *Biennial Transparency Reports*, BTR), które zastąpiły dotychczas składane przez państwa raporty dwuletnie (BR i BUR).¹¹ Nowe zasady przejrzystości działań zakładają kontynuację opracowywania przez państwa raportów funkcjonujących w ramach Konwencji, tj. raportów rządowych (NC) oraz inwentaryzacji krajowych (NIR) (Rysunek 1). Warto jednocześnie podkreślić, że państwa, które nie są Stronami Porozumienia paryskiego lub przestaną nimi być, będą musiały w dalszym ciągu wypełniać swoje obowiązki sprawozdawcze wynikające bezpośrednio z Konwencji klimatycznej (Art. 4 i 12 UNFCCC), czyli przedkładać roczną inwentaryzację gazów cieplarnianych dla krajów rozwiniętych, komunikaty krajowe i raporty dwuletnie (BR lub BUR)¹², stosując odpowiednie wytyczne dotyczące sprawozdawczości.



Wszystkie Strony Porozumienia miały obowiązek opracowywania i przedstawiania do końca 2024 roku, swoich dwuletnich raportów transparentności (ang. *Biennial Transparency Reports*, BTR).

Porozumienie paryskie określiło ogólne ramy systemu ETF (zgodnie z Art. 13 PP), dlatego też w toku dalszych prac konieczne było stworzenie wytycznych i zasad operacjonalizacji ETF (ang. *Modalities, Procedures And Guidelines*, MPG)¹³. MPG ustalały techniczne wymagania funkcjonowania nowego systemu transparentności, określając m.in. zakres raportowanych przez państwa informacji.¹⁴ Z czasem dopracowano również inne kluczowe elementy nowego systemu ETF, jak m.in. okresy sprawozdawcze, ujednoczone dla wszystkich państw format i zakres raportowania (tabele sprawozdawcze, ang. *common tabular format*, CTF) oraz inne procesy konieczne do efektywnego funkcjonowania ETF (m.in. ekspercki przegląd techniczny, szkolenie ekspertów).

Raportowanie w ramach Porozumienia paryskiego umożliwia porównywanie podjętych przez państwa działań względem ich zobowiązań i celów określonych w NDCs, przy jednoczesnej identyfikacji luk i wyzwań w tych działaniach. Stworzony Porozumieniem paryskim „mechanizm podnoszenia ambicji” (Rysunek 2) ma stanowić informację dla państw w procesie aktualizowania i wzmacniania ich NDCs. Mechanizm ten wynika z interakcji między cyklicznością przygotowywania i przedkładania wkładów do Porozumienia (NDC), sprawozdawczością w ramach wzmocnionej przejrzystości (ETF) oraz oceną wspólnych postępów w realizacji Porozumienia paryskiego i jego celów długoterminowych w ramach globalnego przeglądu (ang. *global stocktake*, GST). Powyższe interakcje kluczowych procesów określonych w Porozumieniu paryskim pokazują istotną rolę ram zwiększonej transparentności w budowaniu międzynarodowego zaufania między państwami, co jest niezbędne do pełnego wdrożenia tego Porozumienia. Jednocześnie ETF

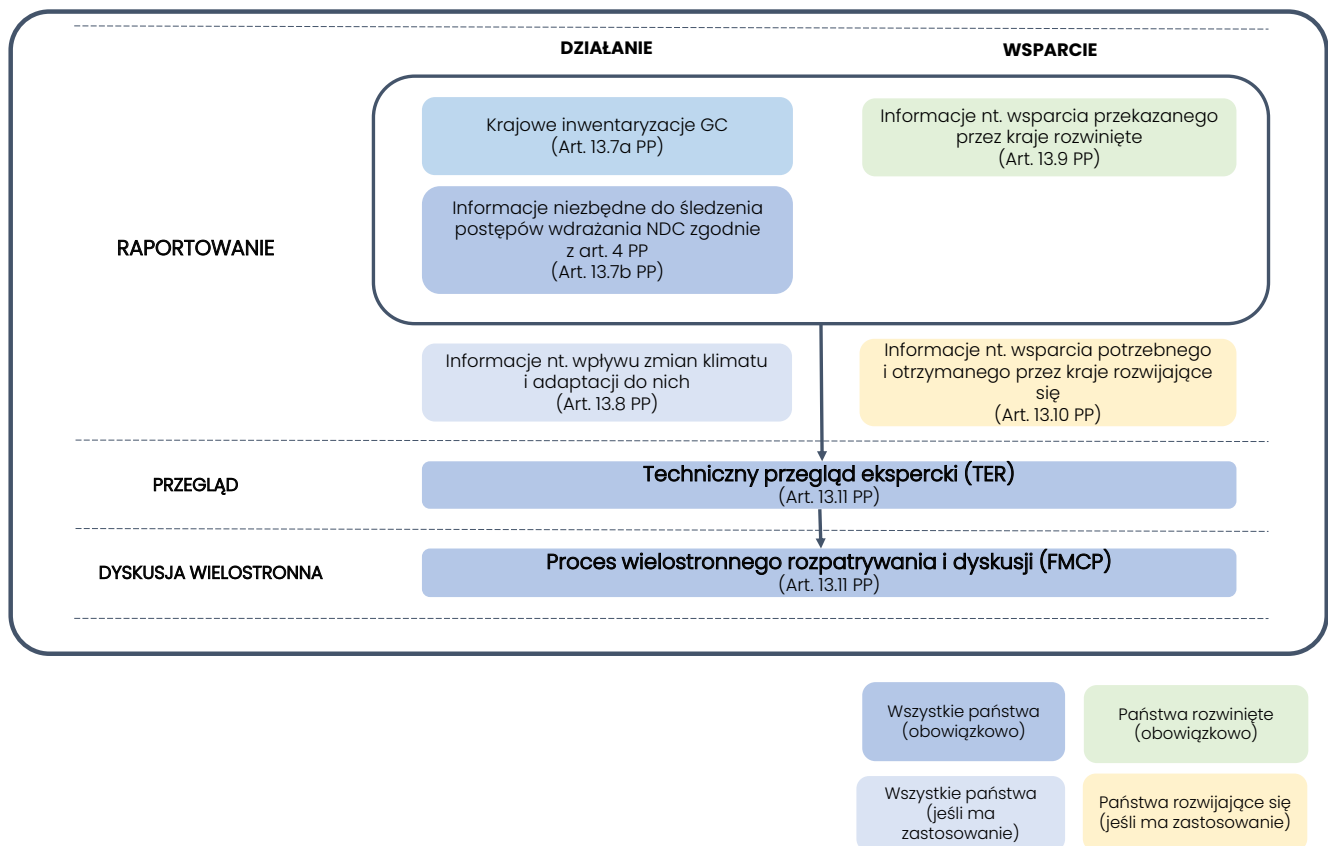
¹⁰ Zgodnie z decyzją 18/CMA.1 par.6.

¹¹ Ostatnie raporty BR były składane przez państwa rozwinięte do końca 2022 r., natomiast raporty BUR przez kraje rozwijające się do końca 2024 r.

¹² Zgodnie z decyzją 1/CP.24 par. 44.

¹³ Zasady MPG określono podczas COP24 w ramach Pakietu Katowickiego z 2018 roku (Decyzja 3/CMA.1, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2018_3_add1_advance.pdf#page=3, dostęp: 29.11.2024 r.) oraz decyzji przyjętych podczas COP26 w 2021 r w Glasgow (Decyzja 1/CMA.3, https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cma2021_10_add1_adv.pdf, dostęp: 29.11.2024 r.).

¹⁴ Państwa niebędące Stronami Porozumienia paryskiego realizując swoje obowiązki w ramach sprawozdawczości wynikające z Konwencji klimatycznej mogą, ale nie muszą stosować wytyczne MPG (decyzja 18/CMA.1).



Źródło: Międzynarodowe negocjacje w ramach Konwencji klimatycznej, IOŚ-PIB 2024

stanowi podstawę i dostarcza argumentów do zwiększania ambicji działań, niezbędnych do osiągnięcia założonych celów temperaturowych oraz stabilizacji globalnych emisji gazów cieplarnianych.

Podstawowe elementy etf

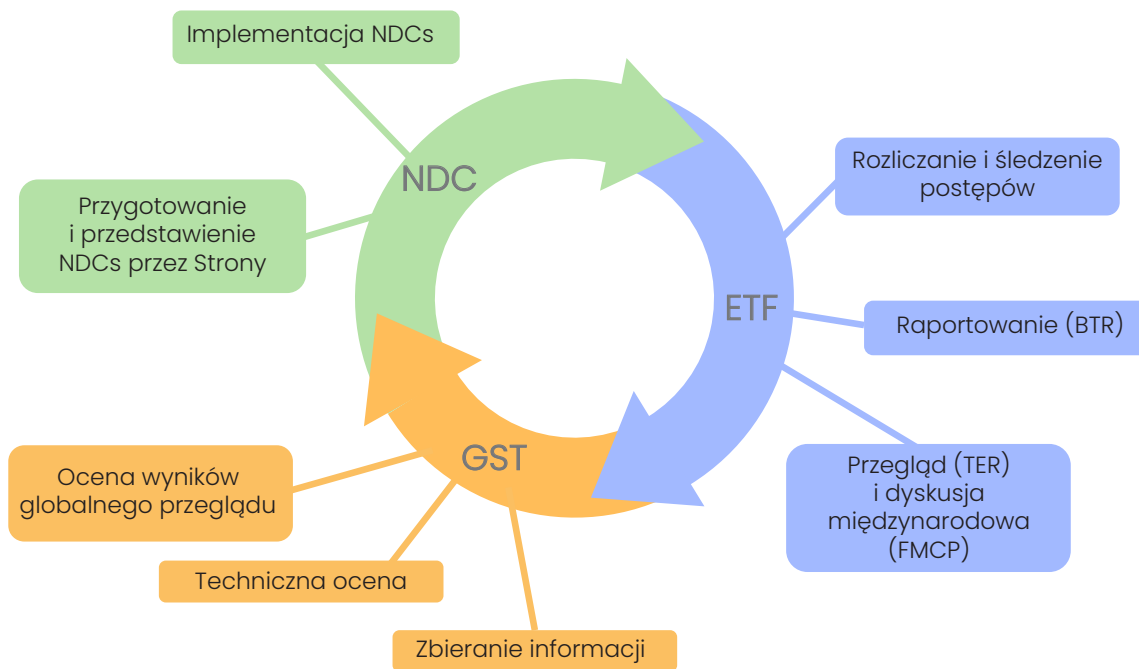
Ramy zwiększonej przejrzystości utworzone w ramach Porozumienia paryskiego opierają się na trzech podstawowych elementach (Rysunek 3):

- Dwuletnich raportach transparentności (ang. *Biennial Transparency Reports*, BTR),
- Przeglądzie technicznym (ang. *Technical Expert Review*, TER),

- Procesie wielostronnego rozpatrywania i dyskusji (ang. *Facilitative multilateral consideration process*, FMCP).

Raporty transparentności (BTR), mają być składane przez państwa co dwa lata i przedstawiać informacje dotyczące wdrażania przez nie postanowień Porozumienia paryskiego, w tym ich krajowe inwentaryzacje gazów cieplarnianych¹⁵ oraz informacje niezbędne do śledzenia postępów we wdrażaniu i osiąganiu ich zgłoszonych NDCs. Ponadto kraje rozwinięte i inne Strony udzielające wsparcia powinny przekazywać w swoich raportach informacje na temat wsparcia w zakresie finansowania, transferu i rozwoju technologii oraz budowania potencjału, udzielonego i uruchomionego na rzecz Stron

¹⁵ Kraje należące do Załącznika I Konwencji nadal mają obowiązek przedstawiania krajowych inwentaryzacji gazów cieplarnianych co roku zgodnie z decyzjami 3/CP.5, par. 2, i 1/CP.24, par. 42./.

RYSUNEK 3. PODSTAWOWE ELEMENTY RAM ZWIĘKSZONEJ PRZEJRZYSTOŚCI (ETF) Utworzonych w ramach Porozumienia Paryskiego**Procesy Porozumienia paryskiego:**GST – globalny przegląd (ang. *global stocktake*)NDCs – krajowo ustalone wkłady (ang. *nationally determined contributions*)ETF – wzmocniony system przejrzystości (ang. *enhanced transparency framework*)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie UNFCCC

będących państwami rozwijającymi się. Dodatkowo, państwa będące państwami rozwijającymi się zachęca się do informowania o wszelkim wsparciu, którego potrzebują i które otrzymały. Wszystkie Strony powinny również dostarczyć informacje na temat skutków zmian klimatu i adaptacji do nich. Raporty BTR są jednocześnie narzędziem, za pomocą którego państwa składają sprawozdania podsumowujące realizację ich NDC (w tym rozliczenie odnośnie realizacji deklarowanego celu redukcji emisji).

Choć państwa zobowiązane były do przedstawienia swoich pierwszych raportów BTR do końca 2024 r., to dopuszczono pewną elastyczność dla realizacji tego obowiązku. Dotyczy to przede wszystkim krajów, które

nie mają doświadczenia w raportowaniu na taką skalę, jak małe rozwijające się państwa wyspiarskie i kraje najślabiej rozwinięte, które zostały zwolnione z konieczności dotrzymania tego terminu. Niemniej większość państw dotrzymało wyznaczonego terminu przedstawiania swoich pierwszych raportów, tj. końca 2024 roku BTR. Pierwszy raport BTR Polski również został przekazany do UNFCCC w zgodzie z terminem wyznaczonym w ramach ustaleń Porozumienia paryskiego, tj. z końcem 2024 roku.¹⁶

Kolejnym etapem, po otrzymaniu raportów przez Sekretariat UNFCCC, jest przegląd informacji zgłoszonych w nich przez Strony, co jest niezbędne do zrozumienia wspólnych wysiłków wdrożeniowych i jest przeprowadzane w dwóch etapach.

¹⁶ Pierwszy dwuletni raportu transparentności dla Konferencji Stron Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu został przekazany przez KOBIZE w imieniu Polski do Sekretariatu Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu UNFCCC w dniu 31 grudnia 2024 r. i jest dostępny na oficjalnej stronie Konwencji: <https://unfccc.int/first-biennial-transparency-reports> dostęp: 3.01.2025 r.).

W RAPORTACH BTR PAŃSTWA MAJĄ PRZEDSTAWIĆ NASTĘPUJĄCE INFORMACJE:

krajowy wykaz gazów cieplarnianych (inwentaryzacja)

informacje niezbędne do śledzenia postępów we wdrażaniu i osiągnięciu ich NDC

informacje na temat wpływu zmian klimatu i adaptacji do nich

wsparcie finansowe, transfer technologii i budowanie potencjału udzielone Stronom będącym krajami rozwijającymi się (obowiązek raportowania dla krajów rozwiniętych, dobrowolność dla państw rozwijających się)

potrzebne i otrzymane wsparcie finansowe, w zakresie transferu technologii i budowania potencjału

Źródło: Opracowanie własne „Choć państwa zobowiązane były do przedstawienia swoich pierwszych raportów BTR do końca 2024 r., to dopuszczono pewną elastyczność dla realizacji tego obowiązku.”

Po pierwsze, informacje zgłoszone w raporcie będą oceniane przez niezależnych ekspertów w ramach procesu przeglądu technicznego (ang. Technical Expert Review, TER) w celu ustalenia, czy są one zgodne z wytycznymi. Następnie eksperci sporządzają raport zawierający ustalenia dotyczące przestrzegania przez Stronę wymogów sprawozdawczych i obszarów wymagających poprawy. Po drugie, sprawozdanie z przeglądu, wraz z innymi informacjami dostarczonymi przez Stronę, jest uwzględniane w prowadzonej przez nią publicznej dyskusji na temat stanu wdrożenia Porozumienia paryskiego w jej kraju (ang. Facilitative Multilateral Consideration Process, FMCP). Raportowanie i przegląd BTR, wraz z FMCP, odbywa się w cyklu dwuletnim dla każdej ze Stron.

Jednym z ostatnio wdrożonych elementów rozwoju ETF, było uruchomienie elektronicznego narzędzia¹⁷, które zapewnia możliwość zgłaszania przez państwa informacji na temat ich działań klimatycznych

zgodnie z wymogami Porozumienia paryskiego. Narzędzie to umożliwi krajom kompilowanie danych i generowanie tabel sprawozdawczych (tzw. tabel CTF) o ujednoliconym, ustalonym formacie dla wszystkich państw, usprawniając i uspołniając tym samym proces raportowania w ramach ETF.

Korzyści i bariery w realizacji ETF na poziomie międzynarodowym i krajowym

Ponieważ proces ETF jest procesem nowym w ramach Konwencji klimatycznej i posiada on wiele tymczasowych elastyczności dla realizacji przez państwa rozwijające, dopiero z czasem stanie się on w pełni funkcjonalny, co przyjdzie wraz z ujednoliceniem informacji, jakie będą w ramach tego systemu przetwarzane. Przygotowanie raportów w ramach ETF może stanowić wyzwanie dla niektórych państw, szczególnie tych nieposiadających doświadczenia w prowadzeniu inwentaryzacji gazów cieplarnianych, raportowania tych informacji

¹⁷ Narzędzie online do raportowania przez państwa w ramach ETF zostało uruchomione w czerwcu 2024 r., (<https://unfccc.int/news/launch-of-new-climate-reporting-tools-for-enhanced-transparency>, dostęp: 3.01.2025 r.).



i ich weryfikacji. Wynika to przede wszystkim z ich ograniczonych zobowiązań w ramach dawnego systemu transparentności (MRV) lub braku jakichkolwiek zobowiązań z niego wynikających. Wiele państw informuje, że ma problemy z gromadzeniem, zarządzaniem i analizowaniem danych oraz sporządzaniem raportów, stąd nowe wymagania, jakie nakładają na nie nowe ramy przejrzystości ETF są dla nich niezaprzeczalnym wyzwaniem. Dlatego dalszy rozwój ETF wymaga wsparcia państw rozwijających się w budowaniu ich zdolności do pełnego zaangażowania w jego realizację. Wśród największych barier i przeszkód, z którymi borykają się niektóre państwa wymienić można chociażby: niedobór zasobów i ich ograniczone zdolności instytucjonalne, brak lub niewystarczająco zaawansowane technologie monitorowania, czy też ograniczony rozwój i dostęp do technologii.

Jednym z rozwiązań tego problemu może być opracowany podczas COP29, nowy, ilościowy cel (ang. *New Collective Quantified Goal*, NCQG) finansowania klimatycznego. Niemniej, może on również stanowić dodatkowe wyzwanie dla obecnej struktury wzmocnionej przejrzystości. Istniejące już wytyczne w ramach ETF obejmują szczegółowe raportowanie udzielonego i otrzymanego wsparcia,

a zasady ETF (czyli metody, procedury i wytyczne, MPG) wskazują, że informacje o przepływach środków finansowych na rzecz klimatu na osi południe-południe „powinny” być dostarczane w raportach BTR. Biorąc jednak pod uwagę ustalenia przyjęte podczas COP29, ustanawiające nowy, policzalny cel finansowy¹⁸, przyjęto stworzenie jego dwóch podstawowych elementów. Po pierwsze, ustalono, że nowy cel finansowania działań związanych z klimatem będzie wynosił co najmniej 300 mld USD rocznie do 2035 r. W realizacji tego celu mają mieć rolę wiodącą kraje rozwinięte, a pozostałe państwa zostały zachęczone do dobrowolnego udziału w zapewnianiu i mobilizacji finansów w zakresie tego celu. Po drugie, wezwano wszystkie państwa do zwiększenia skali wszystkich źródeł finansowania klimatu – publicznych i prywatnych – do co najmniej 1,3 bln USD rocznie do 2035 roku. Tak sformułowany cel finansowy może wymagać dostosowania i aktualizacji systemu transparentności ETF w przyszłości – szczególnie w zakresie raportowania w ramach ETF finansowania udzielonego przez państwa rozwijające się, czy też wykazywania przepływów finansowych ze źródeł prywatnych (które w chwili obecnej nie są objęte raportowaniem w ramach ETF). Dotyczy to również możliwej konieczności doprecyzowania zasad raportowania

¹⁸ Outcomes of the Baku Climate Change Conference – Advance Unedited Versions, UNFCCC, 2024 (<https://unfccc.int/cop29/auvs>, dostęp: 29.11.2024 r.).

przez kraje rozwijające się otrzymanego wsparcia. Dopracowanie tych zasad będzie możliwe między innymi w ramach przeglądu wytycznych dla ETF, który odbędzie się w 2028 roku.¹⁹

Regularna sprawozdawczość, przegląd i wielostronne rozważania w ramach ETF stanowią platformę dla krajów do uczenia się od siebie nawzajem i stwarzają możliwości nawiązywania nowych relacji i współpracy w celu sprostania wyzwaniom klimatycznym. Dzięki dostosowaniu się do jego wymogów uzyskują one lepszy wgląd we własne dane dotyczące emisji i adaptacji oraz będą w stanie poprawić swoje krajowe zdolności w zakresie monitorowania i raportowania emisji gazów cieplarnianych. Wzmocnienie tych działań na poziomie krajowym ostatecznie może przyczynić się do opracowywania skuteczniejszych polityk klimatycznych. Dane zebrane za pośrednictwem raportów BTR pomogą rządowi ocenić ich postępy w zakresie realizacji polityki klimatycznej i wskazać obszary, w których zasoby i wsparcie są najbardziej potrzebne. Lepsze zrozumienie tych potrzeb, poparte danymi, zapewni krajom lepszą pozycję do przyciągnięcia większego finansowania i przyspieszenia realizacji zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego.



Dane zebrane za pośrednictwem raportów BTR pomogą rządowi ocenić ich postępy w zakresie realizacji polityki klimatycznej i wskazać obszary, w których zasoby i wsparcie są najbardziej potrzebne. Lepsze zrozumienie tych potrzeb, poparte danymi, zapewni krajom lepszą pozycję do przyciągnięcia większego finansowania i przyspieszenia realizacji zobowiązań wynikających z Porozumienia paryskiego.

Nie bez znaczenia jest również fakt, że wiele informacji, w tym tych gromadzonych na potrzeby

raportów BTR, jest również ważnych dla formułowania nowych krajowych zobowiązań m.in. w zakresie redukcji emisji, które mogą być wykorzystane przez państwa do tworzenia ich NDC (zgodnie z cyklem podnoszenia ambicji działań przedstawionym powyżej). W ramach wytycznych ETF dotyczących raportowania informacji o otrzymanym wsparciu finansowym, kraje rozwijające się będą uwzględniały w swoich raportach BTR, również informacje o statusie działania wspieranego przez otrzymane finansowanie, a także o jego wpływie i szacowanych wynikach. Wzmocniona sprawozdawczość w zakresie informacji na temat wykorzystania, wpływu i wyników interwencji finansowych na rzecz klimatu jest ważna nie tylko dla rozliczalności, ale także pomaga zidentyfikować priorytety krajów rozwijających się i stojące przed nimi wyzwania, co z kolei może sprawić, że międzynarodowe wsparcie będzie bardziej ukierunkowane i dostosowane do potrzeb i priorytetów krajów rozwijających się.



Przejrzysta sprawozdawczość i ciągle doskonalenie zdolności instytucjonalnych w tym zakresie, uwiarygadniają zaangażowanie państwa w przeciwdziałanie zmianom klimatu, co tym samym daje możliwość na rozwój gospodarki kraju, napływ nowych inwestorów, jak i wzmocnienie pozycji kraju w międzynarodowej współpracy i debacie dotyczącej zmian klimatu i transformacji gospodarek.

Przejrzysta sprawozdawczość i ciągle doskonalenie zdolności instytucjonalnych w tym zakresie, uwiarygadniają jednocześnie zaangażowanie danego państwa w przeciwdziałanie zmianom klimatu, co tym samym daje możliwość na rozwój gospodarki kraju, napływ nowych inwestorów, jak i wzmocnienie pozycji kraju w międzynarodowej współpracy

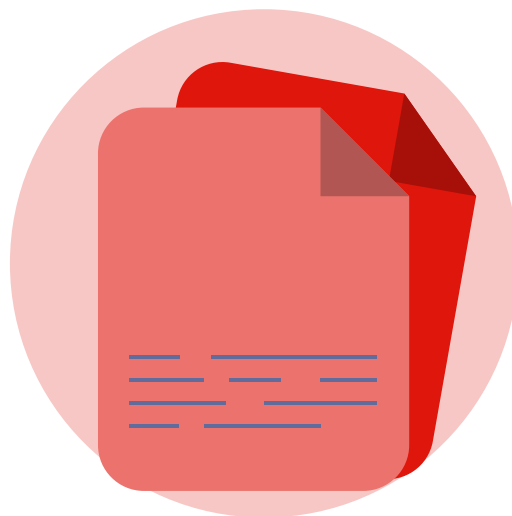
¹⁹ Zgodnie z par.2 Decyzji 18/CMA.1 „Modalities, procedures and guidelines for the transparency framework for action and support referred to in Article 13 of the Paris Agreement”, UNFCCC, 2018, link: <https://unfccc.int/resource/tet/0/00mpg.pdf>.

i debacie dotyczącej zmian klimatu i transformacji gospodarek.

W celu promocji systemu ETF, dążenia do zapewnienia transparentności w działaniach poszczególnych państw i znaczenia tych działań dla realizacji celów Porozumienia paryskiego, coraz popularniejsze stają się międzynarodowe inicjatywy, także polityczne, skupiające się na rozwijaniu systemu transparentności w ramach UNFCCC. Ich formuła jest zróżnicowana (dialogi, platformy, warsztaty), niemniej wszystkie one mają na celu wzmacnianie i budowanie wzajemnego zaufania między państwami, wspieranie ich prac nad raportami BTR oraz zachęcanie do powszechnego uczestnictwa w systemie. Szczególnym obszarem ich prac będzie także skupianie się na wspieraniu wysiłków na rzecz budowania potencjału krajów rozwijających się w ich zaangażowanie w system ETF. Do przykładowych inicjatyw międzynarodowych poświęconych kwestiom transparentności w ramach UNFCCC należą m.in. Globalna Platforma Transparentności Klimatycznej z Baku (Baku Global Climate Transparency Platform (BTP))²⁰, czy Globalny Dialog Transparentności podczas 79. sesji Zgromadzenia Ogólnego ONZ w Nowym Jorku²¹.

Podsumowanie

Raporty BTR będą stanowiły podstawę do oceny skuteczności Porozumienia paryskiego i procesu UNFCCC oraz efektywności działań klimatycznych i działań mitygacyjnych podejmowanych przez państwa na całym świecie. Wprowadzenie ujednoczonego systemu raportowania i stworzenie wzmocnionych ram przejrzystości (ETF) ma kluczowe znaczenie dla realizacji, wiarygodności i implementacji postanowień Porozumienia paryskiego.



Wprowadzenie ujednoczonego systemu raportowania i stworzenie wzmocnionych ram przejrzystości (ETF) ma kluczowe znaczenie dla realizacji, wiarygodności i implementacji postanowień Porozumienia paryskiego.

Poprzez regularne raportowanie kraje będą wykazywać swoją odpowiedzialność przed społecznością międzynarodową, przyczyniając się jednocześnie do zwiększenia zaufania pomiędzy Stronami Porozumienia, jak i działań realizowanych w ramach Konwencji klimatycznej. Dostarczanie wysokiej jakości informacji w ramach ETF pozwoli na śledzenie postępów w realizacji celów klimatycznych, identyfikację postępów, jak i luk w niezbędnych działaniach.

²⁰ <https://cop29.az/en/media-hub/news/cop29-presidency-launches-baku-global-climate-transparency-platform-to-support-developing-nations-addressing-climate-change>, dostęp: 21.11.2024 r.

²¹ <https://sdg.iisd.org/events/high-level-dialogue-on-global-climate-transparency/>.



Dostarczanie wysokiej jakości informacji w ramach ETF pozwoli na śledzenie postępów w realizacji celów klimatycznych, identyfikację postępów, jak i luk w niezbędnych działaniach.

Proces ETF będzie też kluczowy dla zwiększenia świadomości politycznej decydentów, co przełoży się bezpośrednio na wzmocnienie krajowych procesów decyzyjnych dotyczących tworzenia i aktualizacji polityk klimatycznych. Kluczowym wyzwaniem najbliższych lat w budowaniu wiarygodnego i stabilnego systemu ETF będzie zapewnienie odpowiedniego wsparcia, zarówno finansowego, jak również

w zakresie transferu technologii, czy też budowania potencjału, co pozwoli sprostać wymaganiom, jakie nakłada na państwa system ETF. Tylko dzięki sprawnie funkcjonującemu, ujednoliconemu systemowi transparentności w ramach Porozumienia paryskiego pozwoli na ocenę i analizę postępów w realizacji globalnych celów polityki klimatycznej, w tym samego Porozumienia paryskiego.



Kluczowym wyzwaniem najbliższych lat w budowaniu wiarygodnego i stabilnego systemu ETF będzie zapewnienie odpowiedniego wsparcia, zarówno finansowego, jak również w zakresie transferu technologii, czy też budowania potencjału, co pozwoli sprostać wymaganiom, jakie nakłada na państwa system ETF.

Bibliografia:

1. Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzona dnia 9 maja 1992 w Nowym Jorku (<https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19960530238/O/D19960238.pdf>, dostęp: 21.11.2024 r.).
2. Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r., (https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf, dostęp: 29.11.2024 r.).
3. Decyzje przyjmowane w ramach Konwencji klimatycznej dostępne są na stronie jej stronie: unfccc.int.

4. „Międzynarodowe negocjacje w ramach Konwencji klimatycznej”, IOŚ-PIB, 2024 (<https://ios.edu.pl/wp-content/uploads/2024/06/miedzynarodowe-negocjacje-w-ramach-konwencji-klimatycznej.pdf>).
5. „Reference Manual for the Enhanced Transparency Framework under the Paris Agreement Understanding the enhanced transparency framework and its linkages”, UNFCCC, 2022 (https://unfccc.int/sites/default/files/resource/v2_ETFReferencemanual.pdf).



Adres:

ul. Słowicza 32

02-170 Warszawa, Polska

www.kobize.pl

e-mail: cake@kobize.pl



Sfinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**