

GO'50 2

NO.03/2022

ISSN 2720-5320

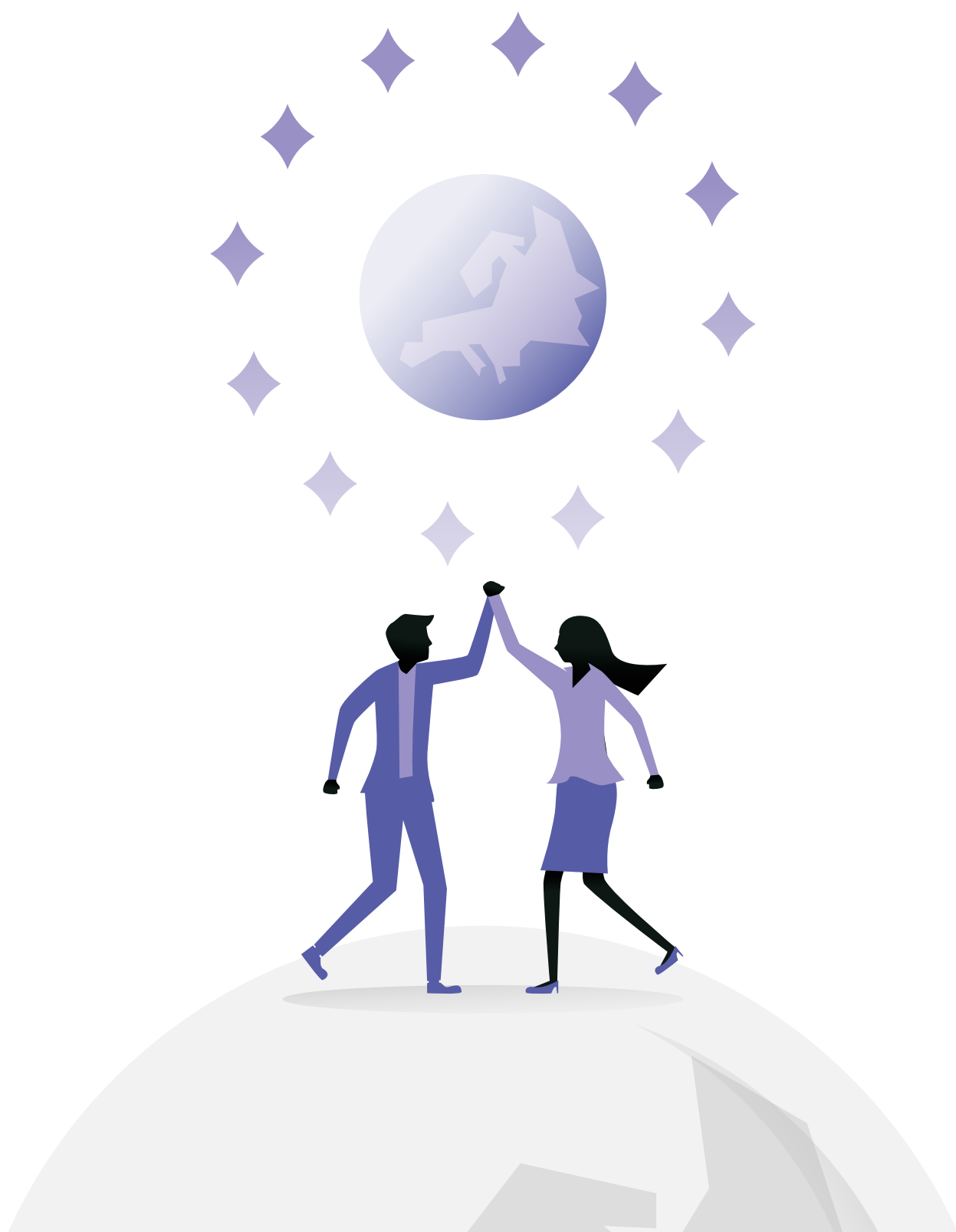
KLIMAT | SPOŁECZEŃSTWO | GOSPODARKA



KOBIZE

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 „GO₂50” 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

Redakcja:

Redaktor naczelny:
Robert Jeszke

Sekretarz redakcji:
Aneta Tylka

Adres:

ul. Krucza 5/11 D
00-548 Warszawa, Polska
www.kobize.pl
e-mail: cake@kobize.pl

Sfinansowano ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.



Narodowy Fundusz
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej

Zespół Autorów pod redakcją Roberta Jeszke:



Sebastian Lizak

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



Marzena Chodor

Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej,
KOBIZE



Maciej Pyrka

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



Igor Tatarewicz

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



Michał Lewarski

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



Joanna Bukowska

Kierownik Zespołu Prawnego
KOBIZE



Wojciech Rabiega

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE



Izabela Tobiasz

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



Sławomir Skwierz

Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych,
KOBIZE / Agencja Rynku Energii S.A.



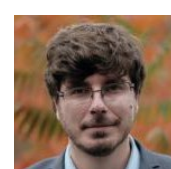
Anna Sosnowska

Zespół Prawny,
KOBIZE



Artur Gorzałczyński

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



Jan Witajewski-Baltvilks

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



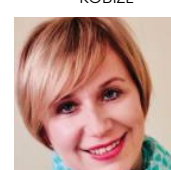
Joanna Żabicka

Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej,
KOBIZE



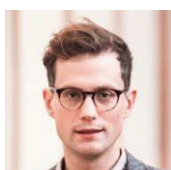
Maciej Cygler

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



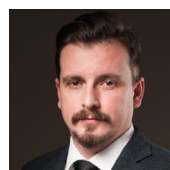
Dr Olha Sushyk

Zespół Prawny,
KOBIZE



Marek Antosiewicz

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



Robert Jeszke

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

Spis treści

Wstęp.....	6
1. Sytuacja na rynku uprawnień do emisji w EU ETS w 2022 r. z perspektywami wzrostów cen w latach przyszłych.....	7
2. Wyzwania transformacji energetycznej Polski i UE w obliczu kryzysu paliwowego.....	20
3. Koszty i wyzwania w osiągnięciu celów polityki klimatycznej dla polskiej gospodarki do 2050 roku.....	33
4. CBAM – czego możemy się spodziewać po nowym instrumencie polityki klimatycznej UE?.....	45
5. Rola transportu publicznego w Polsce w dążeniu do neutralności klimatycznej.....	57
6. Środki równoważne na rzecz redukcji emisji jako podstawa stosowania odstępstw dla małych instalacji w systemie EU ETS.....	73
7. Strategie transakcyjne stosowane przez uczestników rynku uprawnień do emisji EU ETS.....	90
8. Nowy europejski Bauhaus: unijne wsparcie dla miast i obywateli w zakresie inicjatyw lokalnych ukierunkowanych na zrównoważony rozwój i zieloną transformację.....	100
9. Światowe trendy w rozwoju mechanizmów rynkowych jako środka redukcji emisji.....	111
10. Społeczne skutki przejścia UE do gospodarki neutralnej klimatycznie oraz wybrane instrumenty ich łagodzenia w ramach sprawiedliwej transformacji (tzw. Just Transition).....	127

Słowa kluczowe: Europejski Zielony Ład, Pakiet Fit for 55, EU ETS, non-ETS, GHG, MSR, gazy cieplarniane, COP26, ochrona klimatu, polityka klimatyczna, uprawnienia do emisji, przemysł, transformacja, transport, ucieczka emisji, wodór BTA, CBAM, CCS/CCU, dwutlenek węgla, elektromobilność, emisje, energetyka, Fundusz Modernizacyjny

Wstęp

Mamy przyjemność zaprezentować Państwu trzeci numer publikatora – „GO₂50” – wydawnictwa Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami działającego w ramach Instytutu Ochrony Środowiska – Państwowego Instytutu Badawczego.

Rok 2022 to z pewnością czas, który wszyscy zapamiętamy z uwagi na bardzo trudną sytuację geopolityczną na świecie wywołaną agresją Rosji na Ukrainę. Wojna nadeszła w trakcie następującego światowego ożywienia pocovidowego, w gospodarce borykającej się z przerwanyymi łańcuchami dostaw powodując wzrosty cen surowców i nośników energii, co przyczyniło się do największego wzrostu inflacji na świecie od lat 70-tych XX w. oraz kryzysu energetycznego w Europie. Będąca skutkiem ataku Rosji na Ukrainę konieczność przebudowania kierunków dostaw paliw kopalnych, głównie mniej emisyjnego gazu, zintensyfikowała proces przewartościowania i sposobu myślenia o polityce energetyczno-klimatycznej. W tych nowych okolicznościach znacząco na liście priorytetów dla Europy przesunęło się bezpieczeństwo dostaw oraz jak najszybsze zakończenie importu paliw z Rosji. Nie oznacza to jednak, że na dalszy plan zeszła polityka klimatyczna i redukcja emisji gazów cieplarnianych w UE, w szczególności tych pochodzących ze spalania paliw kopalnych. Z jednej strony zainteresowanie to przejawia się wzmożoną aktywnością przeciwników ambitnej polityki klimatycznej przedstawiających obecną sytuację jako argument na rzecz chociażby tymczasowego zahamowania działań na rzecz klimatu. Z drugiej strony szerokie grono ekspertów i polityków uważa, że wręcz przeciwnie – obecne okoliczności są świetną okazją do przyspieszenia pewnych działań, w tym zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii i poprawę efektywności energetycznej w UE, co w konsekwencji odpowiada także na zagrożenia powstałe poza samą polityką klimatyczną, przynosząc pozytywny efekt synergii. Uwzględniając szerszy kontekst, w tym trudną sytuację gospodarczą negatywnie oddziałującą na przemysł oraz odbiorców indywidualnych w Europie, pożądane wydaje się stonowane i wyważone podejście do polityki klimatyczno-energetycznej.

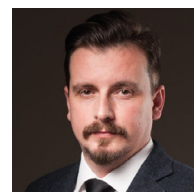
Dostrzegając znaczenie powyższych uwarunkowań, mamy przyjemność zaprezentować Państwu teksty naszych autorów dotyczące zagadnień, które są i w najbliższym czasie będą przedmiotem ożywionej dyskusji w ramach postępów we wdrażaniu pakietu „Fit for 55”. Jednym z kluczowych warunków powodzenia jest reforma obecnego systemu EU ETS, w tym rozszerzenie jego zakresu o nowe sektory, czy wprowadzenie nowych instrumentów o charakterze regulacyjnym, takich jak węglowy podatek graniczny (CBAM). Zakres potrzebnych działań skutkuje także potrzebą zmierzenia się z kosztami, jakie będą musiały ponieść państwa członkowskie UE w zakresie transformacji energetycznej w drodze do celów neutralności klimatycznej. W tym kontekście niezbędne będą unijne środki wsparcia, m.in. Just Transition – łagodzące skutki transformacji, nowy europejski Bauhaus jako wsparcie dla miast i obywateli, czy wprowadzenie środków równoważnych na rzecz redukcji emisji. Potrzebne będą również działania podejmowane na szczeblu międzynarodowym, tj. operacjonalizacja i wdrożenie mechanizmów rynkowych na mocy art. 6 Porozumienia paryskiego, czy też osiągnięcie w wymiarze międzynarodowym porozumienia dotyczącego węglowego podatku granicznego (CBAM), który mógłby przyczynić się do zwiększenia efektów redukcji emisji na świecie.

Życzymy miłej lektury!



Paweł Mzyk

Zastępca Dyrektora IOŚ-PIB,
Kierownik KOBiZE



Robert Mjeske

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



Sytuacja na rynku uprawnień do emisji w EU ETS w 2022 r. z perspektywami wzrostów cen w latach przyszłych

Autor: Sebastian Lizak, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Sytuacja na rynku uprawnień do emisji w EU ETS w 2022 r. z perspektywami wzrostów cen w latach przyszłych

Kluczowe słowa: cena uprawnień do emisji, EUA, pakiet „Fit for 55”, EU ETS, rezerwa MSR, podaż uprawnień, surowce energetyczne, rynek uprawnień CO₂



Autor:
Sebastian Lizak

Streszczenie

Celem niniejszego artykułu jest omówienie bieżącej sytuacji na rynku uprawnień do emisji EU ETS, identyfikacja czynników, które w największym stopniu wpłynęły na kształtowanie się cen uprawnień do emisji EUA¹ w 2022 r. oraz próba oszacowania wpływu czynników strukturalnych takich jak np. planowane zmiany w systemie EU ETS i geopolitycznych na ceny EUA w najbliższych miesiącach i latach. W artykule dokonano również próby oszacowania potencjalnego zasięgu przyszłych ruchów cenowych z wykorzystaniem narzędzi służących do technicznej analizy wykresów.

W artykule wskazano, że najbardziej charakterystyczną cechą rynku uprawnień do emisji w 2022 r. była bardzo wysoka zmienność cen, których wartości w ciągu bardzo krótkiego czasu potrafiły zmieniać się od 35% do nawet 45%. Niewątpliwie przyczyną tego stanu była niepewna sytuacja geopolityczna wywołana atakiem Rosji na Ukrainę w lutym 2022 r. czego efektem jest obecny kryzys energetyczny w UE. Chęć uniezależnienia się od surowców energetycznych z Rosji, w szczególności gazu, spowodowała konieczność

przestawienia się UE na inne źródła, m.in. zwiększenia wykorzystania węgla. Jednym z negatywnych efektów były wysokie ceny energii, przyczyniające się do ograniczenia produkcji przemysłowej w Europie, a w konsekwencji do zmniejszenia emisji. Ponadto, aby uniezależnić się od paliw z Rosji, UE podjęła decyzję, aby wykorzystać część przychodów uzyskanych z systemu EU ETS. W tym celu planuje się zwiększenie podaży uprawnień w najbliższych latach poprzez ich dodatkową sprzedaż w drodze aukcji, w ramach planu REPowerEU. Najprawdopodobniej sama idea zwiększenia podaży uprawnień w systemie jest już uwzględniona przez inwestorów w obecnych cenach uprawnień. Tym bardziej, że w dniu 14 grudnia 2022 r. udało się osiągnąć wstępne porozumienie między KE, PE i Radą UE w tej sprawie. W cenach uprawnień powinny być już również uwzględnione najważniejsze elementy pakietu „Fit for 55” mające wpływ na ograniczenie podaży na rynku. Mowa tu o m. in. radykalnym zwiększeniu celu redukcyjnego w EU ETS powyżej poziomu 60%, zaostrzeniu działania rezerwy MSR czy stopniowym odchodzeniu od przydziałów bezpłatnych

¹ ang. European Union Allowances.

uprawnień w sektorach CBAM. Wszystkie powyższe elementy w bardzo zbliżonych kształtach były proponowane wcześniej przez KE, PE oraz Radę UE. Dlatego też rozstrzygnięcie negocjacji dotyczące reformy EU ETS w połowie grudnia 2022 r. niewiele zmieniło pod kątem kształtowania się cen uprawnień na rynku w końcówce 2022 r. Nie można jednak wykluczyć, że w momencie realizacji, elementy te wpłyną na bieżącą podaż uprawnień na rynku oraz ceny uprawnień.

W ramach technicznej analizy wykresów przedstawiono krótkoterminowy i średnioterminowy

scenariusz dla cen uprawnień. W tym pierwszym scenariuszu bardziej prawdopodobne jest, że ceny uprawnień do końca I kwartału 2023 r. spadną do poziomu ok. 60 EUR, natomiast w scenariuszu średnioterminowym potencjał do wzrostów sięga wartości nawet 150 EUR. Warunkiem przy tym drugim scenariuszu jest jednak trwałe przełamanie granicy, której jeszcze nie udało się sforsować inwestorom, czyli poziomu 100 EUR. Być może wartość 150 EUR uda się osiągnąć już w I kwartale 2024 r., na co wskazuje układ harmoniczny dla cen uprawnień.

Duża zmienność cen na rynku uprawnień do emisji w 2022 r.

Należy przypomnieć, że wzrostowy trend na uprawnieniach EUA trwa już w zasadzie od połowy marca 2020 r. Dynamika tych wzrostów znacząco przyspieszyła w listopadzie 2020 r. na skutek m.in. ożywienia pocovidowego i ogłoszenia pojawienia się szczepionki na COVID-19 oraz planu zwiększenia ambicji redukcyjnych UE (na Radzie Europejskiej zatwierdzono podniesienie celu z 40% do co najmniej 55% w stosunku do 1990 r.), tworząc nową bardziej stromą linię trendu wzrostowego przedstawioną na wykresie 1. Dwuletnia linia trendu wzrostowego została w końcu przełamana pod koniec sierpnia 2022 r. Jednocześnie ceny uprawnień do emisji znalazły się w obszarze trendu horyzontalnego utworzonego pod koniec 2021 r. Zakres tego trendu jest bardzo szeroki, ponieważ zawiera się w przedziale od 65 EUR do ok. 98 EUR. Bardzo ważna technicznie jest dolna linia wsparcia na poziomie 65 EUR, której trwałe przełamanie może oznaczać odwrócenie trendu na rynku uprawnień ze wzrostowego na spadkowy. Skąd tak duża zmienność na rynku uprawnień w 2022 r.? Niewątpliwie przełomowym wydarzeniem dla rynku uprawnień w 2022 r. była agresja Rosji na Ukrainę, w wyniku którego w lutym 2022 r. ceny uprawnień uległy podobnemu załamaniu

jak podczas paniki covidowej na przełomie lutego i marca 2020 r., spadając z okolic ok. 100 EUR do 65 EUR, czyli o ok. 35% (w ujęciu dziennym nawet do ok. 56 EUR). Co prawda rynkowi udało się w mniej niż pół roku odrobić wszystkie straty i w połowie sierpnia znów sięgnąć wartości bliskich 100 EUR, jednak za każdym razem ta granica okazywała się być zaporą nie do przejścia dla kupujących. Na początku września 2022 r. znów nastąpiło załamanie cen i ponowne testowanie granicy 65 EUR. W tej chwili następuje pewne odreagowanie z uwagi na wzrosty na innych rynkach, na skutek czego ceny uprawnień oscylują na poziomie ok. 75 EUR.



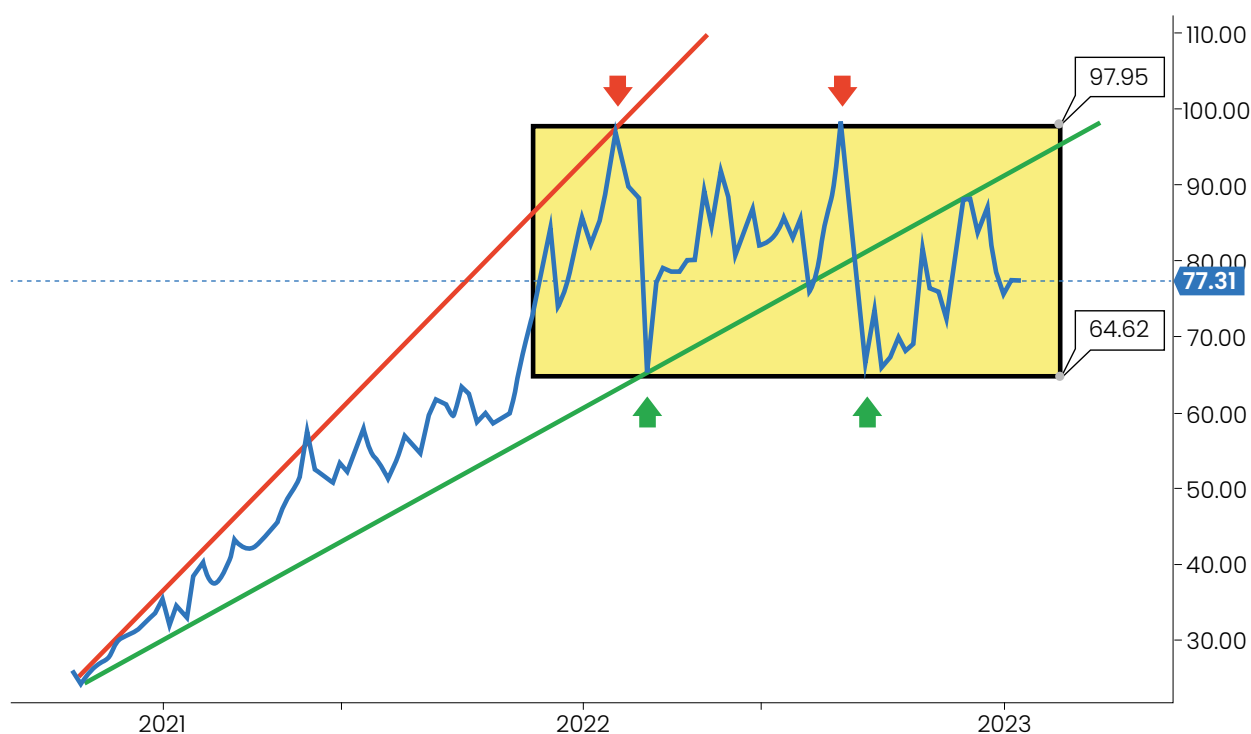
Przełomowym wydarzeniem dla rynku uprawnień w 2022 r. była agresja Rosji na Ukrainę, w wyniku którego w lutym 2022 r. ceny uprawnień uległy podobnemu załamaniu jak podczas paniki covidowej na przełomie lutego i marca 2020 r., spadając z okolic ok. 100 EUR do 65 EUR, czyli o ok. 35%. Co prawda rynkowi udało się w mniej niż pół roku odrobić wszystkie straty i w połowie sierpnia znów sięgnąć wartości bliskich 100 EUR, jednak za każdym razem ta granica okazywała się być zaporą nie do przejścia dla kupujących.

W kontekście zmienności cenowej zadziwiająca jest nie tylko głębokość czy skala spadków (35%), ale też czas w jakim one następowały (od 3 tygodni do miesiąca). W obydwu tych przypadkach była to już prawdopodobnie panika rynkowa spowodowana m.in. pękającymi zleceniami „stop loss” na rynku kontraktów terminowych. Co się mogło do niej przyczynić? Atak Rosji na Ukrainę spowodował, że inwestorzy najprawdopodobniej zaczęli dyskontować w cenach uprawnień niepewną sytuację geopolityczną na świecie (ograniczenie dostaw z Rosji surowców mogło przyczynić się do przyspieszenia recesji w Europie) i woleli zrealizować zyski lokując środki w bezpieczniejsze aktywa takie jak np. dolar amerykański. W przypadku sierpniowo-wrzesniowego załamania cen uprawnień bardzo duże znaczenie mogły mieć

m.in. gwałtownie rosnące ceny energii (w jeden dzień potrafiły wzrosnąć o 25%) oddziałujące na wielkość produkcji przemysłowej w Europie (niektóre zakłady, np. chemiczne, były zmuszone do ograniczenia produkcji), zapowiedź znaczącego zwiększenia podaży uprawnień na aukcjach w EU ETS w najbliższych kilku latach w ramach planu REPowerEU, co ma na celu uzyskanie środków na uniezależnienie się od paliw pochodzących z Rosji, a także ryzyko większego spowolnienia gospodarczego w Europie (czy nawet recesji).

Jak wyceny uprawnień do emisji wyglądały na tle innych aktywów w 2022 r. pokazuje tabela nr 1. Ponad 5% spadki cen uprawnień od początku 2022 r. są najbardziej zbliżone do spadków cen gazu, za który w sierpniu płacono nawet o 326%

WYKRES 1. NOTOWANIA CEN KONTRAKTÓW TERMINOWYCH NA UPRAWNIENIA DO EMISJI Z TERMINEM ZAPADALNOŚCI W MARCU 2023 R. (TICKER: „CFI2H3”) W INTERWALE TYGODNIOWYM W OKRESIE OSTATNICH 2 LAT Z WYRÓŻNIONĄ LINIĄ TRENDU WZROSTOWEGO (KOLOR ZIELONY) ORAZ OBSZAREM KONSOLIDACJI (ŻÓŁTY KWADRAT) W REJONIE OK. 65-98 EUR.



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE za pomocą investing.com (dostęp: 17 stycznia 2023 r.)

więcej niż na początku 2022 r. co było efektem trwającego kryzysu energetycznego w UE. Zupełnie inaczej kształtowały się ceny drugiego ważnego surowca energetycznego – węgla, którego ceny wzrosły w 2022 r. aż o 103%, co było związane z bardzo dużym popytem na ten surowiec celem zastąpienia paliw importowanych z Rosji (gazu i ropy). Warto zwrócić uwagę, że rynek akcji w USA, z którym ceny uprawnień był dotychczas mocno skorelowany przyniósł ok. 20% stratę w 2022 r., co wynika z faktu, że na świecie trwa obecnie bessza na rynkach finansowych. O bardzo słabym sentymencie na rynkach w 2022 r. mogą świadczyć również niskie notowania cen na rynku miedzi (ok.

-14%), rynku nieruchomości (ok. -24%) czy kryptowalut (ok. -66%). Inwestorzy na tych rynkach zaczęli dyskontować w cenach scenariusz walki banków centralnych z wysoką inflacją, i wywołany tym działaniem – scenariusz recesyjny. Z kolei aktywa (złoto i dolar amerykański) traktowane jako „bezpieczną przystań” przez inwestorów, dały zrobić odpowiednio ok. 1,5% i 7,5% w 2022 r. Nie można wykluczyć, że to właśnie do tych grup aktywów woleli kierować środki światowi inwestorzy upłynniając aktywa na innych, bardziej ryzykownych rynkach, do których zaliczał się np. rynek uprawnień do emisji.

TABELA 1. PROCENTOWA DYNAMIKA ZMIAN CEN RÓŻNEJ KLASY AKTYWÓW W 2022 R.

AKCJE	SUROWCE						NIERUCHOMOŚCI	KRYPTOWALUTY	WALUTY
S&P500	Gaz	Węgiel	Ropa Brent	EUA	Miedź	Złoto	ETF	Bitcoin	USD
-19,61%	-5,12%	103,43%	5,77%	-5,49%	-13,76%	1,39%	-23,75%	-65,36%	7,39%

*Powyższe % zmiany cen przedstawiają: S&P500 (indeks w USA, futures), gaz (TTF Dutch futures), węgiel (API2 Rotherdam futures), EUA (futures z ICE), ropa WTI (futures), miedź (futures), złoto (futures), ETF odzwierciedlający ceny nieruchomości na świecie (Xtrackers International Real Estate ETF), Bitcoin w USD, Indeks dolara amerykańskiego na rynku futures.

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie investing.com oraz ICE Futures Europe

Potencjalne czynniki cenotwórcze wpływające na ceny uprawnień EUA w przyszłych latach

a) Strukturalne zmiany w EU ETS

Podniesienie celu redukcyjnego

Niewątpliwie najważniejszym elementem, który w największym stopniu wpłynie na ceny uprawnień do emisji w kolejnych latach obecnie trwającego okresu rozliczeniowego są zmiany strukturalne w systemie EU ETS. W dniu 18 grudnia 2022 r. zakończyły się trójstronne negocjacje pomiędzy Radą UE, Parlamentem Europejskim (PE) i Komisją Europejską (KE) dotyczące kluczowych elementów reformy systemu EU ETS w ramach pakietu „Fit for

55”. W wyniku implementacji tego porozumienia pewne jest, że cel w EU ETS ulegnie podwyższeniu z obecnych 43% do 62% (w stosunku do emisji z 2005 r.) Z uwagi na konieczność implementacji przepisów dopiero od 2024 r. „cięcia” uprawnień będą musiały być ostrzejsze. Dlatego też proponuje się podwyższenie współczynnika redukcji LRF z obecnych 2,2% do 4,3% w latach 2024–2027 i 4,4% w latach 2028–2030. Współczynnik LRF jest skalkulowany w ten sposób, aby odzwierciedlał liniową redukcję emisji od 2021 r. i uwzględniał cel redukcyjny na 2030 r. Dopełnieniem wyższego współczynnika LRF będzie redukcja uprawnień w ramach tzw. rebasingu. Pierwotna propozycja KE zakładała wprowadzenie tzw. rebasingu w wielkości 117 mln uprawnień tylko w jednym roku. Natomiast w trilogach ustalono, że zostanie on podzie-

lony na dwa lata, tj. w 2024 r. i 2026 r., w których redukcji będzie podlegać odpowiednio 90 mln i 27 mln uprawnień EUA.

Zaostrzenie działania rezerwy MSR

Na ograniczenie uprawnień w systemie EU ETS wpłynie również działanie samej rezerwy MSR, która również podlega rewizji. W tym przypadku przesądzone jest podwyższenie procentowego współczynnika transferu uprawnień do rezerwy MSR (czyli tzw. „intake rate”) z 12% do 24% w latach 2024–2030. Nie ulega wątpliwości, że przyczyni się to do znaczącego zwiększenia tempa redukcji uprawnień sprzedawanych na aukcjach i wyższych transferów do rezerwy MSR, co przełoży się jednocześnie na szybsze niwelowanie poziomu nadwyżki uprawnień na rynku (tzw. TNAC²) do górnego progu rezerwy MSR. Efekt ten w późniejszych latach powinno złagodzić wprowadzenie dodatkowego progu MSR w przedziale 1096–833 mln oraz innego intake rate (różnicy między nadwyżką uprawnień a progiem 833).

„Podkręcenie” benchmarków dla przemysłu oraz odejście od bezpłatnych uprawnień w sektorach CBAM

Ponadto, planuje się zaostrzenie wydawania bezpłatnych uprawnień poprzez „podkręcenie” tzw. benchmarków dla przemysłu oraz odejście od bezpłatnych uprawnień w sektorach EU ETS objętych podatkiem granicznym CBAM od 2026 r., co bez wątpienia wzmocni presję na zakup uprawnień na rynku i konieczność większego zaangażowania operatorów instalacji funkcjonujących w ramach systemu EU ETS.

Ograniczenie zbyt szybkiego tempa wzrostów cen uprawnień i spekulacji.

Przedmiotem rewizji jest również istniejący mechanizm zabezpieczający rynek przed nad-

miernymi wzrostami cen uprawnień, czyli art. 29a dyrektywy EU ETS. Kluczową zmianą ma być zautomatyzowanie tego mechanizmu oraz obniżenie mnożnika średniej ceny z obecnych „3,0” na „2,4”, co powinno sprawić, że mechanizm będzie bardziej responsywny, tj. dużo szybciej będzie reagował na niespodziewane skoki cen uprawnień w przyszłości. Uznania wśród decydentów unijnych nie znalazła propozycja wyeliminowania z rynku instytucji finansowych, które podejrzewa się o spekulację na cenach uprawnień. W tym celu Parlament Europejski proponował wcześniej ograniczenie rynku uprawnień wyłącznie do operatorów EU ETS i podmiotów kupujących uprawnienia w ich imieniu, i na ich rachunek. Reszta podmiotów miała zostać wyłączona z rynku, czyli wszystkie instytucje finansowe kupujące na swój rachunek. Wadą poprawki PE było to, że dotyczyła ona tylko fizycznego obrotu na rynku uprawnień, czyli transakcji na rynku pierwotnym (aukcji) i rynku kasowym (spot). Nie dotyczyła natomiast rynku derywatów (futures, opcji), ponieważ nie ma przymusu aby derywaty rozliczać na zasadzie fizycznej dostawy uprawnień (zdecydowana większość rozliczana jest finansowo). Należy zauważyć, że rynek derywatów ma największy udział w rynku uprawnień do emisji sięgający ok. 90%, natomiast reszta rynku jest podzielona między rynek spot, aukcje oraz rynek pozagiełdowy OTC. Oznacza to, że największa część rynku, na którym może dochodzić do spekulacji, zostałaby pominięta. Dotyczy to również bardzo aktywnych ostatnio funduszy ETF, które umożliwiają udział w rynku inwestorom indywidualnym (czyli osobom fizycznym). Fundusze te inwestują na ogół w uprawnienia na rynku futures, a nie na rynku spot. Reasumując, poprawka PE nie wyeliminowałaby problemu spekulacji, natomiast mogłaby doprowadzić do dodatkowego zwiększenia zmienności cen, ograniczając rynkową płynność.

² Ang. Total Number of Allowances in Circulation.

TABELA 2. PRZEGLĄD WYBRANYCH PROPOZYCJI W RAMACH REFORMY EU ETS.

WYBRANE ELEMENTY		KOMISJA EUROPEJSKA	PARLAMENT EUROPEJSKI	RADA UE (GENERAL APPROACH)	TRILOG
CEL/LIMIT EMISJI W EU ETS	CEL REDUKCYJNY	61% (z 43%)	63%	61%	62%
	LRF	4,2% od 2024 r. (z 2,2%)	4,4% (od 2024 r.); 4,5% (od 2026 r.); 4,6% (od 2029 r.)	4,2% od 2024 r.	4,3% w okr. 2024–2027 i 4,4% w 2028–2030
	REBASING	2024 r. (117 mln)	2024 r. (70 mln) i 2026 r. (50 mln)	2024 r. (117 mln)	2024 r. (90 mln) i 2026 r. (27 mln)
REZERWA MSR	INTAKE RATE (IR)	24% x TNAC do 2030 r.	24% x TNAC do 2030 r.	24% x TNAC do 2030 r.	24% x TNAC do 2030 r.
	GŁÓWNE PROGI	833 mln – 400 mln	700 mln – 400 mln (od 2025 r. spada wraz z LRF)	833 mln – 400 mln	833 mln – 400 mln
	DODATKOWY PRÓG	1096–833 mln (IR = TNAC–833 mln)	921–700 mln (IR = TNAC–700 mln)	1096–833 mln (IR = TNAC–833 mln)	1096–833 mln (IR = TNAC–833 mln)
	ANULOWANIE UPRAWNIEN	do 400 mln w MSR	Brak informacji	do 400 mln w MSR	do 400 mln w MSR
BEZPŁATNE UPRAWNIENIA	BENCHMARKI	od 1,6% do 2,5% (max) lub od 0,2% (min) od 2026 r.	od 1,6% do 2,5% (max) lub od 0,2% do 0,4% (min) od 2026 r.	od 1,6% do 2,5% (max) lub od 0,2% (min) od 2026 r.	min 0,3%
	SEKTORY CBAM (ODEJŚCIE OD BEZPŁATNYCH EUA)	od 2026 r. do 2035 r.	-7% (2027 r.), -9% w (2028 r.), -15% (2029 r.), -19% (2030 r.), -25% (2031 r.), 25% (2032 r.)	-5% (2026–2028), -7,5% (2029–2030), -10% (2031–2032), -15% (2033–2034), -20% (2035 r.)	-2,5% (2026–2027), -5% (2028), -12,5% (2029), -26% (2030), -12,5% (2031–2033), -14% (2034 r.)
MECHANIZMY ZABEZPIECZAJĄCE	ART. 29A DYREKTYWY EU ETS	bez zmian	Obniżenie mnożnika z „3” do „2”; uruchomienie mechanizm = 100 mln z MSR (uznaniowo)	Obniżenie mnożnika z „3” do „2,5”; uruchomienie mechanizm = 75 mln z MSR (automatycznie)	Obniżenie mnożnika z „3” do „2,4”; uruchomienie mechanizm = 75 mln z MSR (automatycznie)
	UDZIAŁ INSTYTUCJI FINANSOWYCH	bez zmian	tylko podmioty z EU ETS mogą posiadać EUA w rejestrze	bez zmian	bez zmian
LOTNICTWO	PEŁNY AUKCJONING	od 2027 r.	od 2025 r.	od 2027 r.	od 2026 r.

Źródło: Raport z rynku KOBIZE – grudzień 2022 r. (nr 129)

b) Zwiększenie podaży uprawnień w celu sfinansowania planu REPowerEU

Z drugiej strony, efekt podniesienia celu redukcyjnego w EU ETS i skutków działania zaostrzonej rezerwy MSR powinna złagodzić propozycja sfinansowania planu REPowerEU uprawnieniami sprzedanymi w EU ETS. Należy przypomnieć, że pod uwagę dotychczas brane były trzy propozycje³:

- **Propozycja Komisji ENVI:** spieniężenie nieokreślonej liczby uprawnień w drodze aukcji w latach 2023–2025 z przyszłych aukcji z lat 2027–2030 w ekwiwalencie 20 mld EUR.
- **Propozycja Komisji Europejskiej:** spieniężenie nieokreślonej liczby uprawnień na aukcjach w latach 2023–2026 przekierowanych z rezerwy MSR w ekwiwalencie 20 mld EUR.
- **Propozycja Rady UE:** spieniężenie nieokreślonej liczby uprawnień znajdujących się w Funduszu Innowacyjnym oraz przyszłych aukcji w ekwiwalencie 20 mld EUR (w proporcjach 75% z FI oraz 25% z aukcji).

Ostatecznie zdecydowano się na zupełnie nowy wariant uwzględniający częściowo wszystkie trzy źródła finansowania, które rozważano w osobnych propozycjach KE, PE i Rady UE. Zgodnie z wynegocjowanym porozumieniem w trilogach uprawnienia mają pochodzić z:

- **Przesuniętych aukcji z lat 2026–2030** (tzw. „frontloading”), z których sprzedaż KE chce pozyskać 8 mld EUR, czyli ich udział w 20 mld wyniesie 40%. Sprzedaż tych uprawnień (ok. 94 mln licząc po dzisiejszych cenach) ma się odbywać w latach 2023–25. Funduszu Innowacyjnego (FI) z których sprzedaż KE chce pozyskać 10 mld EUR, czyli ich udział wyniesie 50%.
- **Spieniężenia uprawnień z FI** (ok. 117 mln) najprawdopodobniej odbędzie się w tym samym

czasie co sprzedaż uprawnień z przesuniętych aukcji.

- **Rezerwy MSR,** z których sprzedaż KE chce pozyskać 2 mld EUR (ok. 24 mln uprawnień EUA), co przekłada się na 10% udział (formalnie te uprawnienia mają trafić z rezerwy MSR do FI i z tego źródła mają być spieniężane).

Należy zaważyć, że przedmiotem dodatkowej podaży na rynku do 2025 r. może być ok. 250 mln uprawnień (licząc po cenach za EUA na poziomie 80 EUR), co przekłada się na ponad 50% puli sprzedawanej na aukcjach w 2022 r. Jest to zatem znacząca wielkość, która zdecydowanie powinna wpłynąć na zmniejszenie presji cenowej w najbliższych latach.

c) Ryzyko ostrego spowolnienia gospodarczego w Europie czy nawet recesji

Obecnie cała Europa mierzy się z bardzo trudną sytuacją gospodarczą i geopolityczną. Ożywienie pocovidowe, przerwanie łańcuchów dostaw oraz agresja Rosji na Ukrainę wywołało drastyczny wzrost cen surowców, nośników energii i samej energii elektrycznej, co przyczyniło się do największego wzrostu inflacji na świecie od lat 70-tych XX w. W ramach walki z coraz wyższą inflacją, większość rządów w Europie zdecydowała się na podnoszenie stóp procentowych, co negatywnie odbija się na sytuacji producentów i konsumentów, ponieważ oznacza wyższe koszty kredytów. To wszystko może mieć wpływ na niższy dochód rozporządzalny dla gospodarstw domowych, i w efekcie spowoduje wzrost oszczędności i mniejsze wydatki konsumpcyjne do gospodar-ki. A to już jest gotowa recepta na recesję⁴. Ostre hamowanie unijnej gospodarki prognozuje sama Komisja Europejska. Z opublikowanych niedawno prognoz⁵ wynika, że PKB w UE spadnie z 3,3% pro-

³ Carbon Pulse, Euractiv.

⁴ Zgodnie z przyjętą definicją, recesja następuje gdy realny PKB zmniejsza się przez kolejne dwa kwartały roku lub lat następujących po sobie.

⁵ https://economy-finance.ec.europa.eu/economic-forecast-and-surveys/economic-forecasts/autumn-2022-economic-forecast-eu-economy-turning-point_en

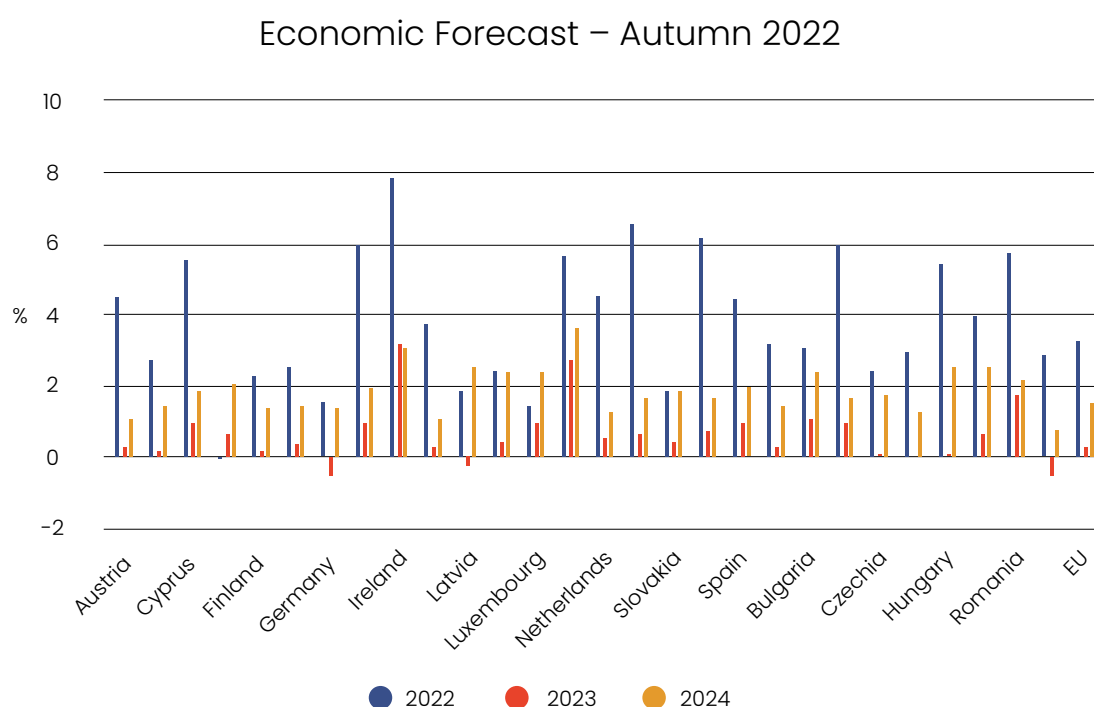
gnoszonych dla 2022 r. do zaledwie 0,3% w 2023 r. Natomiast w 2024 r. nieznacznie wzrośnie do 1,6%. Można śmiało założyć, że niższy poziom PKB w UE w następnych latach mocno wpłynie na poziom emisji w systemie EU ETS. A niższe emisje oznaczają niższy popyt na uprawnienia i spadek ich cen. Jako zapowiedź nadchodzącej recesji można potraktować obecną sytuację jaka się kształtuje na rynkach akcji na świecie i w Europie. Na większości z nich od kilku miesięcy trwa bessy, a najważniejsze indeksy spadały ostatnio o 20-30% od szczytów.

d) Utrzymujące się wysokie ceny gazu i energii

Ekstremalnie wysokie ceny gazu w UE doprowadziły do sytuacji, w której producenci energii wrócili do 2-krotnie bardziej emisyjnych źródeł węglowych. To z kolei powodowało wyższy popyt na uprawnienia EUA, które trzeba było zakupić, aby

rozliczyć wyższą emisję. Wzrost popytu na uprawnienia i węgiel powodował jednocześnie wzrost ich cen. Co prawda w ostatnim czasie ceny gazu i energii znacząco spadły, z uwagi na bardzo wysoki stan zmagazynowania gazu w Europie i niskie temperatury, jednak problem z dostawami tego surowca i jego zastąpieniem w obliczu konfliktu między Rosją a Ukrainą, może potrwać jeszcze kilka lat. Większemu wykorzystaniu węgla w najbliższych latach może sprzyjać również pogorszenie się obniżenie wód w Europie co już wpływa na problemy z dostępnością energii jądrowej (zwłaszcza we Francji).

WYKRES 2. PROGNOZOWANY WZROST POZIOMU PKB W UE W LATACH 2022-2024



Źródło: Komisja Europejska

Techniczne spojrzenie na rynek uprawnień do emisji – potencjał do wzrostów i spadków cen⁶

a) Krótkoterminowy scenariusz dla cen uprawnień do emisji

W połowie sierpnia cenom uprawnień EUA udało się dotrzeć w okolice ok. 100 EUR – bardzo ważnego technicznie poziomu oporu wyznaczonego pod koniec stycznia 2022 r. Inwestorom nie udało się jednak go sforsować, co dało sygnał do rozpoczęcia wyprzedaży. W jej wyniku uprawnienia EUA w niespełna 3 tygodnie straciły ponad 30% spadając do ok. 67 EUR, czyli poziomów bliskich cenom zamknięcia notowań z lutego 2022 r., kiedy nastąpił atak Rosji na Ukrainę. Cenom w listopadzie 2022 r., udało

się odrobić prawie wszystkie straty i dotrzeć do poziomu ok. 95 EUR, jednak w grudniu nastąpił szybki kontratak sprzedających, w wyniku którego ceny uprawnień spadły do poziomu ok. 76 EUR. Jak widać na rys. 2 poziom ten jest niezwykle ważny, ponieważ może stanowić tzw. linię szyi (czerwona belka na rys. 2) w tworzącej się właśnie formacji głowy i ramion (w skrócie „RGR”). W analizie technicznej jest to jedna z najbardziej skutecznych formacji cenowych. Warunkiem całkowitego uformowania RGR jest pełne utworzenie drugiego ramienia (czyli nie dopuszczenie do wybicia poziomu ponad 85 EUR), a później spadek cen poniżej linii szyi, czyli wybicie poziomu poniżej 76 EUR. Techniczny zasięg spadkowy tej korekty wyznaczony dystansem od „linii szyi” do „linii głowy” może sprowadzić ceny do wartości ok. 60 EUR w I połowie 2023 r.

RYŚ 2. WYKRES ŚWIECOWY Z NOTOWANIAMİ CEN GRUDNIOWYCH KONTRAKTÓW TERMINOWYCH NA UPRAWNIENIA EUA (SYMBOL CKZ23) W UJĘCIU TYGODNIOWYM UKAZUJĄCY SCENARIUSZ REALIZACJI FORMACJI GŁOWY I RAMION (RGR) SKUTKUJĄCYM PRAWDOPODOBNYM SPADKIEM CEN UPRAWNIENÍ W CIĄGU NAJBLIŻSZYCH MIESIĘCY W OKOLICE OK. 60 EUR.



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE za pomocą investing.com (dostęp: 18 listopada 2023 r.)

⁶ Jest to wyłącznie subiektywna wizja autora i nie należy traktować jej jako rekomendację do inwestowania w aktywa jakimi są uprawnienia do emisji.

Należy jednak zastrzec, że jeżeli nastąpi skuteczna obrona kupujących na poziomie 76 EUR oznaczać to będzie zanegowanie tej formacji i prawdopodobny ruch cen w górę i poprawienie szczytów z końca stycznia i połowy sierpnia 2022 r. Scenariusz spadkowy powinien być wsparty czynnikami fundamentalnymi, tj. zwiększeniem podaży uprawnień z REPowerUE oraz spowolnieniem gospodarczym w UE (lub nawet recesji), co może skutkować spadkiem emisji w 2023 r. W zależności od tego jak długo rynek będzie uwzględniał w cenach powyższe czynniki, tak długo na rynku powinna utrzymywać się tendencja spadkowa. Zejście cen do poziomu 60 EUR powinno stanowić dla cen „twarde dno”, od którego powinno nastąpić odbicie cen w górę w kierunku 100 EUR.



Krótkoterminowy scenariusz wzrostowy wzmacnia szerszy układ techniczny, który wskazuje na ukształtowanie się spadkowej formacji głowy i ramion (RGR). Zasięg tej formacji pozwala przypuszczać, że ceny uprawnień zatrzymają się dopiero na poziomie ok. 60 EUR w ciągu kilku najbliższych tygodni, gdzie przebiega również linia oporu, która zatrzymała spadki cen w marcu 2022 r. po ataku Rosji na Ukrainę.

a) Średnioterminowy scenariusz dla cen uprawnień do emisji

Przez niespełna 2,5 roku ceny uprawnień EUA znajdowały się w trendzie wzrostowym, który przyniósł wzrosty z poziomów ok. 15 EUR do 100 EUR (pierwsza fala wzrostowa, której zasięg cenowy wynosi 85 EUR). Granicą nie do sforsowania dla inwestorów pozostaje poziom 100 EUR. Za każdym razem, gdy ceny zbliżały się do tej wartości, następowała szybka kontra podaży. Tak było na przełomie marca i lutego br. podczas ataku Rosji na Ukrainę, kiedy ceny uprawnień zatrzymały się dopiero na 50% zniesienia Fibonacciego (58 EUR) oraz w sierpniu br., kiedy wsparciem dla cen okazał się być poziom 61,8% zniesienia Fibo (ok. 68 EUR). Ten drugi poziom Fibo wyznacza jednocześnie dolną granicę wzrostowej formacji flagi. Wybicie jej górnego ograniczenia (czerwonej linii poprowadzonej po szczytach w 2022 r.) może oznaczać wzrosty cen nawet do poziomów 150 EUR. Takie rezultaty przynosi zmierzenie zakresu wzrostów między 2020 a 2022 r. ($100 \text{ EUR} - 17 \text{ EUR} = 83 \text{ EUR}$) i odmierzenie tego zakresu od poziomu 67 EUR ($67 \text{ EUR} + 83 \text{ EUR} = 150 \text{ EUR}$). Co ciekawe na poziom 150 EUR wskazuje również poziom 161,8% zniesienia Fibonacciego. Zakładając, że ceny powtórzą ten sam czas rajdu z lat 2020-2022, to można przypuszczać, że ceny 150 EUR uda się osiągnąć już w I kwartale 2024 r.

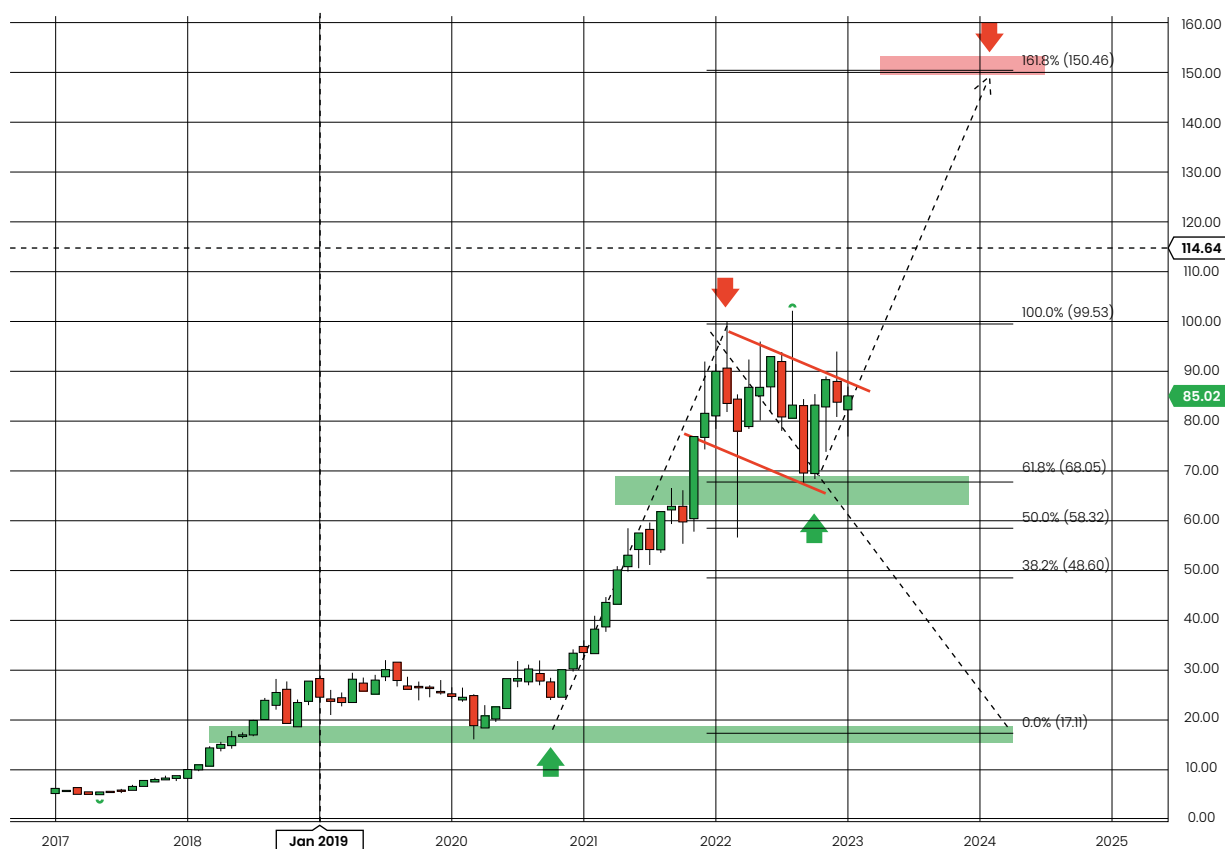


Być może inwestorzy w tym okresie będą już uwzględniać w cenach zmniejszenie podaży uprawnień w systemie EU ETS od 2026 r. na skutek wdrażania w życie planu sfinansowania uprawnień planu REPowerUE czy odchodzenie od bezpłatnego przydziału uprawnień w sektorach CBAM.

Powyższy scenariusz wzrostowy może zanegować przełamanie od góry dolnego ograniczenia flagi (czerwonej linii prowadzonej po dołkach w 2022 r.) lub linii wsparcia wypadającej na po-

ziomie ok. 65 EUR. Realizacja powyższego scenariusza może przynieść spadki w okolice 38,2% zniesienia Fibo do wartości ok. 47-50 EUR, który stanowił wsparcie dla cen na przestrzeni czerwca i sierpnia 2021 r. Gdyby ceny uprawnień spadły do tak niskich poziomów, bardzo prawdopodobne jest zakończenie korekty spadkowej.

RYS. 3. NOTOWANIA CEN UPRAWNIENÍ EUA (KONTRAKTY TERMINOWE NA GRUDZIEŃ 2023 R. – SYMBOL CKZ23 W UJĘCIU MIESIĘCZNYM) W SCENARIUSZU WYBICIA GÓRĄ FORMACJI FLAGI I POTENCJALNYM ZASIĘGIEM CENY OK. 150 EUR.



Źródło: Opracowanie własne KOBiZE w specjalnym programie do analizy technicznej na barchart.com (dostęp: 20 stycznia 2023 r.)

TABELA 4. WPŁYW NA CENY UPRAWNIEŃ EUA W NAJBLIŻSZYCH KILKU MIESIĄCACH I LATACH ZESTAWIENIA NAJWAŻNIEJSZYCH CZYNNIKÓW FUNDAMENTALNYCH I TECHNICZNYCH.

KATEGORIA	PRO-WZROSTOWE	PRO-SPADKOWE
CZYNNIKI FUNDAMENTALNE (STRUKTURALNE W EU ETS ORAZ GEOPOLITYCZNE)	• Utrzymujące się wysokie ceny gazu, ograniczenie działalności reaktorów jądrowych w Europie i wyższe wykorzystanie węgla. • Wzrost aktywności funduszy inwestycyjnych • Łatwiejszy dostęp do funduszy ETF podmiotów fizycznych. • Ożywienie gospodarcze, które powinno nastąpić po okresie spowolnienia gospodarczego lub recesji w 2023 lub 2024 r. (jako następna faza cyklu koniunkturalnego), co powinno przełożyć się na wzrost emisji.	• Dodatkowa sprzedaż uprawnień na aukcjach (w ekwiwalencie 20 mld EUR) w celu sfinansowania planu REPowerUE (efekt na ceny – do 2026 r.) • Zwiększenie celu efektywności energetycznej (z 9% do 13%) oraz OZE (z 40% do 45%) w ramach planu REPowerUE. • Spowolnienie gospodarcze lub ryzyko recesji w Europie w związku z rosnącą inflacją oraz koniecznością podnoszenia stóp procentowych przez banki centralne (wyższe koszty funkcjonowania przedsiębiorstw, spadek popytu konsumpcyjnego i spadek popytu na energię i emisji). Efekt w postaci niższego PKB w UE powinien być bardziej widoczny w 2023 r. lub nawet w 2024 r. • Wprowadzenie instrumentów zabezpieczających przed nadmiernymi wzrostami cen: rewizja art. 29a, tak aby był on bardziej responsywny.
CZYNNIKI TECHNICZNE	• Krótkoterminowo: utrzymanie linii wsparcia przez kupujących na poziomie ok. 76 EUR będzie świadczyło o sile popytu i powinno dać sygnał do zmiany kierunku na wzrostowy. W takim scenariuszu możliwe jest poprawienie szczytów ze stycznia i sierpnia 2022 r., czyli poziomu 100 EUR. • Średnioterminowo: wybicie górą ze wzrostowej formacji flagi oraz poziomu 100 EUR może dać sygnał do kontynuacji wzrostów do poziomu ok. 150 EUR, co stanowi 161,8 % poziomu Fibo oraz zasięgu wyznaczonego przez formację flagi. Okres, w którym ceny mogą osiągnąć poziom 150 EUR może nastąpić w już I kwartale 2024 r.	• Krótkoterminowo: Spadek cen uprawnień poniżej linii szczytu formacji RGR, tj. poniżej 76 EUR będzie potwierdzeniem realizacji tej formacji i trendu spadkowego, który powinien sprowadzić ceny uprawnień w okolice ok. 60 EUR. • Średnioterminowo: wybicie dołem poziomu 65 EUR może dać sygnał do spadków w okolice 47 EUR, który stanowił wsparcie dla cen od czerwca do sierpnia 2021 r. oraz 38,2% zniesienia Fibo.

Źródło: Opracowanie własne KOBIZE

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 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 140/63).

4 ESMA, Final Report Emission Allowances and associated derivatives, publikacja w dniu 28 marca 2022 r.

5 KOBIZE, Raport z rynku CO₂ grudzień 2022 r. (nr 129)

6 Komisja Europejska, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla (raport za 2020 r.), 26 października 2021 r.

7 Murphy John J., Analiza techniczna rynków finansowych, 1999 r.



Wyzwania transformacji energetycznej Polski i UE w obliczu kryzysu paliwowego

Autorzy:

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

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

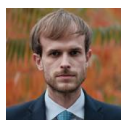
Sławomir Skwierz, CAKE/KOBiZE/ARE S.A

Wyzwania transformacji energetycznej Polski i UE w obliczu kryzysu paliwowego

Słowa kluczowe: Transformacja energetyczna, kryzys paliwowy, kryzys surowcowy, polityka energetyczno-klimatyczna UE, krajowy system elektroenergetyczny, produkcja energii elektrycznej, technologie zeroemisyjne, OZE.



Autor:
Igor Tatarewicz



Autor:
Michał Lewarski



Autor:
Sławomir Skwierz

Streszczenie

Niesprowokowana inwazja Rosji na Ukrainę po-ciągnęła za sobą daleko idące skutki dla światowego i europejskiego systemu energetycznego, zakłócając strukturę podaży i popytu oraz zrywając długotrwałe relacje handlowe. Wywołała nieobserwowany od lat 70-tych ubiegłego stulecia wzrost cen surowców energetycznych na światowych rynkach co przełożyło się niemal bezpośrednio na wzrost cen energii dla wielu konsumentów i przedsiębiorstw, szkodząc gospodarstwom domowym, przemysłowi i całemu gospodarstwu. Unia Europejska, jako jeden z największych partnerów handlowych Rosji na rynku gazu i ropy naftowej, stanęła przed ogromnym wyzwaniem uniezależnienia się od dostaw paliw z tego kierunku.

Wyzwaniem dodatkowo komplikowanym wzrostem cen materiałów wykorzystywanych do produkcji technologii OZE, który w najbliższych latach może wpłynąć na spowolnienie procesu transformacji energetycznej. W związku z tym kilka krajów UE już teraz zapowiedziało tymczasowy powrót do wykorzystania węgla kamiennego w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii, uzupełniając w ten sposób braki powstałe wskutek ograniczeń w imporcie gazu ziemnego z Rosji. Proces ten będzie szczególnie widoczny w Polsce, która ze względu na bardzo napiętą sytuację w bilansie energii nie może sobie pozwolić na wyłączenie bloków węglowych, przynajmniej do czasu uruchomienia nowych, znaczących ilości źródeł

Spis skrótów:

CAKE	- Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych	GHG	- gazy cieplarniane (<i>ang. Greenhouse gases</i>)
CCS	- Instalacja wychwytu i składowania CO ₂ (<i>ang. Carbon Capture and Storage</i>)	KOBIZE	- Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
d-PLACE	- Dynamic version of PLACE model (<i>CGE model created in Polish Laboratory</i>)	MEESA	- Model for European Energy System Analysis
DSR	- Usługa redukcji zapotrzebowania na energię (<i>ang. Demand Side Response</i>)	OZE	- Odnawialne Źródła Energii
EPICA	- Evaluation of Policy Impacts on Climate and Agriculture Model	PRIMES	- PRice-Induced Market Equilibrium System
„Fit for 55”	- „Gotowi na 55”, pakiet aktów prawnych UE implementujących założenia Europejskiego Zielonego Ładu, w tym celu redukcji emisji gazów cieplarnianych o 55% w 2030 r.	TR^{3E}	- Transport European Emission Economic Mode – model sektora transportu zbudowany i rozwijany w CAKE

bezemisyjnych – rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego musi więc być ograniczana. W niniejszym artykule przeanalizowano wpływ obecnego kryzysu energetycznego na strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce i Unii Europejskiej w perspektywie 2030 r. z wizją do 2050 r. Dokonano porównań dwóch scenariuszy: pierwszego zakładającego przebieg transformacji energetycznej zgodnej z założeniami pa-

kietu „Fit for 55” sprzed wybuchu kryzysu (scenariusz NEU) oraz scenariusza uwzględniającego obecną sytuację tj. ograniczenia w imporcie surowców energetycznych z Rosji oraz utrzymanie się wysokich cen paliw na rynkach światowych (scenariusz NEU_HPRICE). Wskazano obszary stanowiące największe wyzwania dla Polski i UE w procesie transformacji energetycznej.

Wstęp

Kryzys paliwowy, będący konsekwencją odbicia zapotrzebowania na paliwa po pandemii Covid-19 oraz w przeważającej mierze ataku Rosji na Ukrainę postawił pod znakiem zapytania plany Unii Europejskiej dotyczące osiągnięcia neutralności klimatycznej netto do 2050 r. Zagroził on zwłaszcza realizacji planu zawartego w pakiecie „Fit for 55”¹, m.in. ze względu gwałtowny wzrost kosztów transformacji. Dodatkowym czynnikiem wpływającym na zakłócenie procesu przejścia na czystą energię w UE okazały się zaburzenia w dotychczasowych łańcuchach dostaw energii, które dały o sobie znać już w ubiegłym roku, w związku z ograniczeniem dostaw gazu przy próbach wymuszenia uruchomienia Nord Stream 2 przez Rosję. Zaburzenia te spowodowały m.in.: konieczność ponownego sięgnięcia po węgiel kamienny w UE, podjęcia działań zmniejszających zużycie energii oraz działań pozwalających przyspieszyć proces budowy nowych mocy z OZE, w celu uzupełnienia luki powstałej po niedostarczonym gazie ziemnym. Te same problemy dotknęły również Polskę, która podobnie jak wiele krajów UE stanęła w obliczu jednego z największych od lat siedemdziesiątych ubiegłego stulecia kryzysu paliwowego. Dostawy gazu ziemnego z kierunku rosyjskiego w ramach kontraktu jamalskiego

zostały wstrzymane w kwietniu 2022 r. W tym samym czasie zostało wprowadzone embargo na import węgla z Rosji. W związku z tym Polska staje przed koniecznością podjęcia szeregu działań, mających na celu zabezpieczenie dostaw energii dla odbiorców końcowych, w tym dla jednostek wytwórczych energii elektrycznej i ciepłej oraz ponownego zdefiniowania kierunków rozwoju sektora, z uwzględnieniem nowych warunków. Te nowe kierunki biorą pod uwagę przede wszystkim dążenie do całkowitego uniezależnienia krajowej gospodarki od importowanych paliw kopalnych z Rosji.

Celem analiz zawartych w artykule jest próba zbadania możliwości zbilansowania systemu elektroenergetycznego w warunkach wysokich cen paliw i ograniczonych dostaw błękitnego paliwa oraz wstępna ocena wpływu wyżej wymienionych czynników na kierunki rozwoju źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła sieciowego w Polsce i UE.

Niniejszy artykuł powstał w oparciu o wyniki obliczeń przeprowadzonych przez Zespół Centrum Analiz Klimatyczno – Energetycznych (CAKE), zaprezentowanych w analizie „Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.”² Opracowanie to przedstawia optymalną ścieżkę osiągnięcia wspólnotowego celu redukcji emisji do 2050 r., w nowych uwarunkowa-

1 Komisja Europejska, 2021. (https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl dostęp.: 9.08.2022 r.)

2 Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrka, M., Boratyński, J., Jeszke, r., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022). Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.

niach prawnych i rynkowych. Cele redukcji emisji GHG zdefiniowane we wspomnianym Raporcie zostały zaktualizowane bazując na założeniach pakietu „Fit for 55”. W artykule rozwinęto wątek dotyczący wpływu wzrostu cen gazu ziemnego i ograniczeń w imporcie tego paliwa z Rosji na sektor elektroenergetyczny w Polsce, odpowiadający założeniom zawartym w scenariuszu NEU_HPRICE.

Skutki obecnego kryzysu paliwowego w różnych perspektywach czasowych

Kryzys, z którym mamy obecnie do czynienia nosi wiele znamion kryzysu energetycznego sprzed pięćdziesięciu lat. Podobnie jak ten z ubiegłego wieku, został wywołany głównie ograniczeniami w handlu międzynarodowym surowców energetycznych (embargo na import/wstrzymanie eksportu), których głównym tłem był konflikt zbrojny. O ile wiemy jakie skutki dla gospodarki światowej i europejskiej przyniósł kryzys z ubiegłego wieku (był on np. główną przyczyną wystąpienia dotkliwej dla dużej części społeczeństwa stagflacji, ale co zaskakujące, przyczynił się także do wprowadzenia szeregu rozwiązań mających na celu racjonalizację zużycia i wdrożenia w wielu krajach idei zrównoważonego rozwoju, czego pozytywne skutki odczuwamy do dzisiaj), o tyle ten obecny jest wciąż nieprzewidywalny i nie wiadomo w jakim kierunku się rozwinie. Zdaniem wielu komentatorów, obecny kryzys energetyczny przyczyni się do przyspieszenia procesu dekarbonizacji, w średnim- i długim terminie. Trudno jednak oczekiwać, żeby mimo znacznego wzrostu nakładów w krótkim terminie sam rozwój OZE wpłynął znacząco na poprawę sytuacji w bilansie energetycznym UE, ponieważ będzie on w najbliższym czasie hamowany przez wzrost cen materiałów konstrukcyjnych, których nierzadko zaczyna po prostu brakować. Europa nie zdąży też wybudować w tak krótkim czasie wystarczającej liczby źródeł OZE, aby pokryć lukę powstałą w wyniku braku paliw kopalnych w elektrowniach i elektrociepłowniach. W dłuższym okresie, rzeczywiście

może wpłynąć na przyspieszenie procesu dekarbonizacji, jak również na zmianę podejścia do użytkowania energii przez odbiorców końcowych, ponieważ ograniczenia w dostawach i wysokie ceny nośników wymuszą konieczność oszczędzania energii.

Krótkoterminowe skutki kryzysu energetycznego można obserwować już teraz. Są nimi przede wszystkim skoki inflacyjne, nie tylko samych surowców energetycznych, ale generalnie większości produktów, w tym także artykułów spożywczych. Wysokie ceny paliw, nośników energii i produktów, utrzymujące się dłuższy czas będą miały destruktywny wpływ na gospodarkę. Działania Rosji przejawiające się wprowadzaniem ograniczeń w eksporcie gazu z kolei mogą prowadzić do czasowych ograniczeń dostaw do odbiorców końcowych już w nadchodzącym okresie zimowym (dotyczy to w pierwszej kolejności odbiorców przemysłowych, w dalszej – gospodarstw domowych). Dlatego UE musi obecnie robić wszystko, aby zabezpieczyć dostawy dla obywateli UE poprzez: wprowadzanie i wspieranie rozwiązań racjonalizujących zużycie energii, edukację społeczeństwa w zakresie efektywności energetycznej i oszczędzania energii, import paliwa z alternatywnych kierunków, zastępowanie wszędzie gdzie to możliwe gazu ziemnego innymi nośnikami energii.

W odniesieniu do ostatniego z wymienionych rozwiązań Polska, planuje czasowe zwiększenie wykorzystania węgla, aby zabezpieczyć w ten sposób potrzeby konsumentów. W tym kontekście planowane jest przeprowadzenie modernizacji szeregu bloków klasy 200 MW, wydłużając ich życie oraz poprawiając ich elastyczność. Możliwość zwiększenia generacji jednostek wytwórczych opartych na węglu kamiennym w polskim systemie elektroenergetycznym jest m.in. przedmiotem analiz zaprezentowanych w niniejszym artykule. Przebadano w nim również rolę węgla i gazu ziemnego jako paliw przejściowych w krajowym systemie elektroenergetycznym. Ponadto, określono zakres i tempo rozwoju pozostałych

technologii, kluczowych z punktu widzenia dążenia do pełnej dekarbonizacji sektora, czyli źródeł OZE i elektrowni jądrowych. Zostało jednocześnie zweryfikowane tempo i zakres rozwoju źródeł OZE w nowych warunkach.

Metodyka

Wyniki analiz zaprezentowanych w artykule zostały opracowane przy użyciu zestawu narzędzi – modelu makroekonomicznego (d-PLACE³) oraz modeli sektorowych – energetycznego (MEESA⁴), transportowego (TR³E⁵) i rolniczego (EPICA⁶). W artykule skupiono się na wybranych aspektach dotyczących sektora energii, a zatem przede wszystkim na wynikach modelu energetycznego MEESA. Niemniej jednak trzeba podkreślić, że wyniki te zostały otrzymane w procesie wymiany informacji (iteracji) z innymi modelami – przede wszystkim modelem makroekonomicznym d-PLACE, który umożliwił badanie reakcji gospodarki na modernizację sektora energii poprzez zmiany kosztów emisji CO₂ i zmiany zapotrzebowania na energię.

Użyty w analizach model energetyczny MEESA jest liniowym modelem optymalizacyjnym, obejmującym sektor elektroenergetyczny i ciepłowniczy całej UE, dzięki czemu może znajdować rozwiązania w postaci optymalnego doboru jednostek wytwórczych, przy zadanych warunkach oraz ograniczeniach, biorąc pod uwagę obecną strukturę wytwarzania poszczególnych krajów UE, potencjał źródeł odnawialnych, krajowe polityki w dziedzinie energii, a przede wszystkim wspólnotowe cele redukcji emisji w średnim i długim horyzoncie czasowym. Warto podkreślić, że istotną cechą użycia modelu energetycznego w powiązaniu z modelem klasy CGE w skali europejskiej, jest możliwość

uwzględnienia wszystkich sektorów objętych systemem EU ETS, dzięki czemu koszty emisji CO₂, kluczowe z punktu widzenia transformacji sektora energii, są wielkościami endogenicznymi, wyznaczanymi w procesie iteracji pomiędzy modelami a nie elementem założeń zewnętrznych.

Kryterium optymalizacji zastosowanym w modelu jest minimalizacja całkowitych zdyskontowanych kosztów systemu w rozpatrywanym horyzoncie czasowym (obecnie horyzont prognoz został zdefiniowany do 2050 r.). Wyniki generowane są w 5-letnich interwałach czasowych od 2020 do 2050 r. Zmiennymi, mającymi decydujący wpływ na kształt przyszłej struktury mocy wytwórczych są przede wszystkim: ceny paliw, parametry techniczno – ekonomiczne jednostek wytwórczych oraz założenia polityki klimatyczno-energetycznej państwa i całej UE, warunkujące przyszły poziom cen uprawnień do emisji CO₂ jak również wymagany udział OZE w strukturze produkcji energii elektrycznej.

MEESA umożliwia modelowanie wszystkich etapów przepływu energii od źródeł zaopatrzenia do zapotrzebowania, co ogólnie określa się mianem łańcucha energetycznego.

W modelu MEESA zdefiniowano około 50 różnych typów technologii, w tym istniejące i nowe konwencjonalne jednostki ciepłowne, OZE, magazyny energii, elektrolizery oraz usługi DSR. Model uwzględnia także wpływ ładowania samochodów elektrycznych na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

Dane techniczno-ekonomiczne wykorzystane w modelu MEESA oparto na założeniach stano-

3 Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, r., Gąska, J., Rąbiega, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

4 Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

5 Rąbiega, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR³E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa

6 Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

wiących podstawę do opracowania scenariusza PRIMES Reference Scenario 2020⁷ (PRIMES REF 2020). Ewentualne braki danych zostały dodatkowo uzupełnione informacjami pochodzącymi z opracowań przygotowanych przez uznane ośrodki badawcze zajmującymi się modelowaniem sektora energii i procesami inwestycyjnymi, takimi jak: Międzynarodowa Agencja Energii, Wspólne Centrum Badawcze* (ang. Joint Research Centre), Tractebel, Ecofys, czy Frontier Economics.

Model różnicuje zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło sieciowe przez odzwierciedlenie dobowej zmienności zapotrzebowania dla wybranych dni charakterystycznych obejmujących różne sezony, różne warunki pogodowe, oraz poziomy zapotrzebowania finalnego. Stanowi to podstawę do określania trybu pracy poszczególnych jednostek w systemie. Rozwiązanie to umożliwia również analizę poziomu i kierunku wymiany międzysystemowej.

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

Szczegółowy opis metodyczny modelu można znaleźć w dokumentacji modelu MEESA.

Rozpatrywane scenariusze

W artykule zaprezentowano wyniki w zakresie rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce na tle UE, dla dwóch scenariuszy:

- NEU** – Scenariusz neutralności, w którym założono realizację celów polityki klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji GHG zgodnie z opublikowanym przez KE pakietem „Fit for 55”.

- NEU_HPRICE** – Scenariusz neutralności zakładający te same cele redukcyjne GHG i potencjały technologii energetycznych, które zostały zawarte w scenariuszu NEU, ale bazujący na wyższych projekcjach cen paliw kopalnych i uwzględniający ograniczenia w dostępności gazu ziemnego.

Kluczowym założeniem przyjętym w obu scenariuszach było osiągnięcie celów UE w zakresie redukcji emisji GHG zgodnie z opublikowanym przez Komisję Europejską pakietem „Fit for 55”. Pakiet ten wyznacza ścieżkę osiągnięcia do 2030 r. celu zmniejszenia emisji GHG netto (z uwzględnieniem pochłaniania) o 55% względem roku 1990. Zgodnie z propozycjami Komisji zawartymi w pakiecie „Fit for 55” w scenariuszu NEU przyjęto, że w 2030 r. sektory EU ETS muszą zredukować swoje emisje o 61%, natomiast sektory non-ETS o 40% względem poziomu z 2005 r. W analizowanym scenariuszu założono także cel redukcji emisji GHG na 2050 r. w UE na poziomie 90%. Z uwzględnieniem pochłaniania oznacza to redukcję emisji netto do zera.

Horyzont czasowy został zdefiniowany dla lat 2020-2050, w celu uwzględnienia okresu kluczowego dla oceny wpływu polityki energetyczno-klimatycznej i osiągnięcia celów wspólnotowych w zakresie redukcji GHG.

⁷ Primes Reference Scenario 2020, Final Assumptions, E3-Modelling, Bruksela 2021.

* Wspólne Centrum Badawcze jest jedną z Dyrekcji Generalnych Komisji Europejskiej, której celem jest zapewnienie wsparcia naukowego i technicznego dla koncepcji, rozwoju, wdrażania i monitorowania polityki Unii Europejskiej.

W obu scenariuszach ceny paliw przyjęto na podstawie projekcji PRIMES REF 2020. Jednakże aby odzwierciedlić obecną sytuację na rynku paliw wprowadzono następujące zmiany założeniowe:

- w obu scenariuszach w okresie do 2025 r. ceny gazu podniesiono 3-krotnie w stosunku do prognozy PRIMES REF 2020, ceny węgla 2-krotnie, a ceny ropy naftowej 1,5-krotnie.

- po 2025 r. w scenariuszu NEU ceny paliw wracają na ścieżkę z prognozy PRIMES REF 2020, natomiast w scenariuszu NEU_HPRICE założono, że ceny paliw ulegną tylko niewielkiej korekcie w dół i do końca analizowanego okresu pozostaną na znacznie wyższym poziomie (2 razy wyższe w przypadku gazu, 1,5 wyższe dla węgla i 1,25 razy wyższe dla ropy w porównaniu do prognozy PRIMES REF 2020).

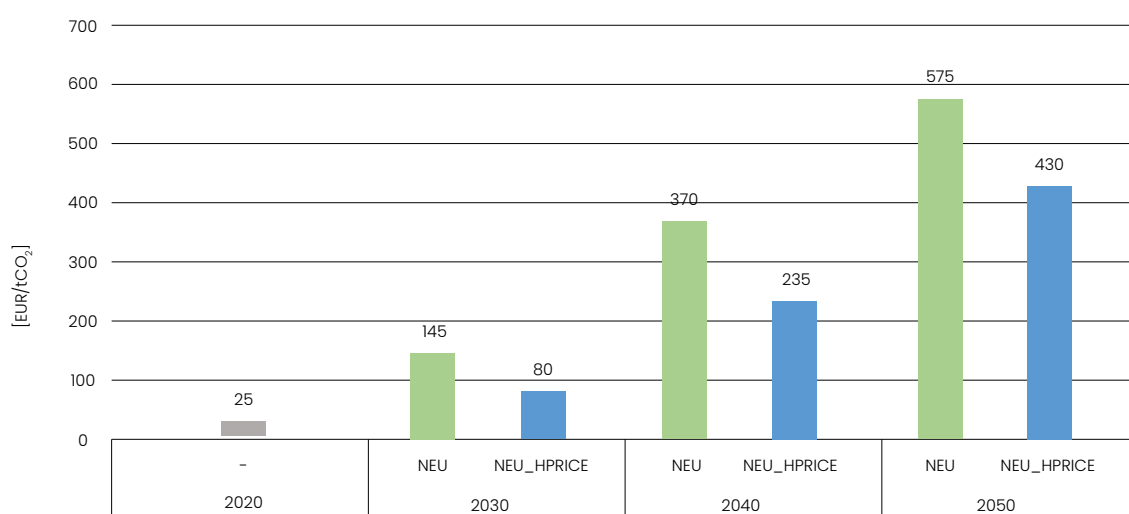
W scenariuszu NEU_HPRICE zastosowano ponadto ograniczenie na wykorzystanie gazu ziemnego w energetyce w wysokości maksymalnie około 120% zużycia z roku 2020, które zaimplementowano w odniesieniu do 7 państw (Niemcy, Polska, Czechy, Grecja, Rumunia, Bułgaria i Chorwacja), mogących czasowo zwiększyć wykorzystanie węgla (zarówno brunatnego jak i kamiennego) w celu zmniejszenia wykorzystania gazu ziemnego.

Koszty uprawnień do emisji CO₂

Koszty uprawnień do emisji CO₂ są wyznaczone w procesie iteracji z modelem d-PLACE i modelami sektorowymi. Zmiany tego parametru powodują zmiany w miksie energetycznym i wpływają na bilans uprawnień w systemie EU ETS, co przekłada się na ich notowania. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że w wynikach modelowych mamy do czynienia raczej z krańcowym kosztem redukcji emisji a nie rynkową ceną uprawnień (narzędzia użyte w obliczeniach nie uwzględniają wszystkich niuansów rynku EU ETS, w tym funkcjonowania mechanizmu rezerwy stabilizacyjnej – MSR, czy też strategii i zachowań rynkowych jego uczestników). Niemniej, choć ceny uprawnień nie są tożsame z krańcowymi kosztami redukcji, szczególnie w długim okresie można przyjąć, że średnie ceny uprawnień w EU ETS będą kształtowały się na poziomach wyznaczanych przez krańcowy koszt redukcji.

Obliczenia modelowe, przeprowadzone w ramach niniejszej analizy, wskazują na istotne różnice w zakresie kształtowania się kosztów redukcji CO₂ w obu rozpatrywanych scenariuszach, co zaprezentowano na rysunku 1.

RYСУNEK 1. KRAŃCOWE KOSZTY REDUKCJI EMISJI W SEKTORZE EU ETS – SCENARIUSZE NEU, NEU_HPRICE [EUR/tCO₂].



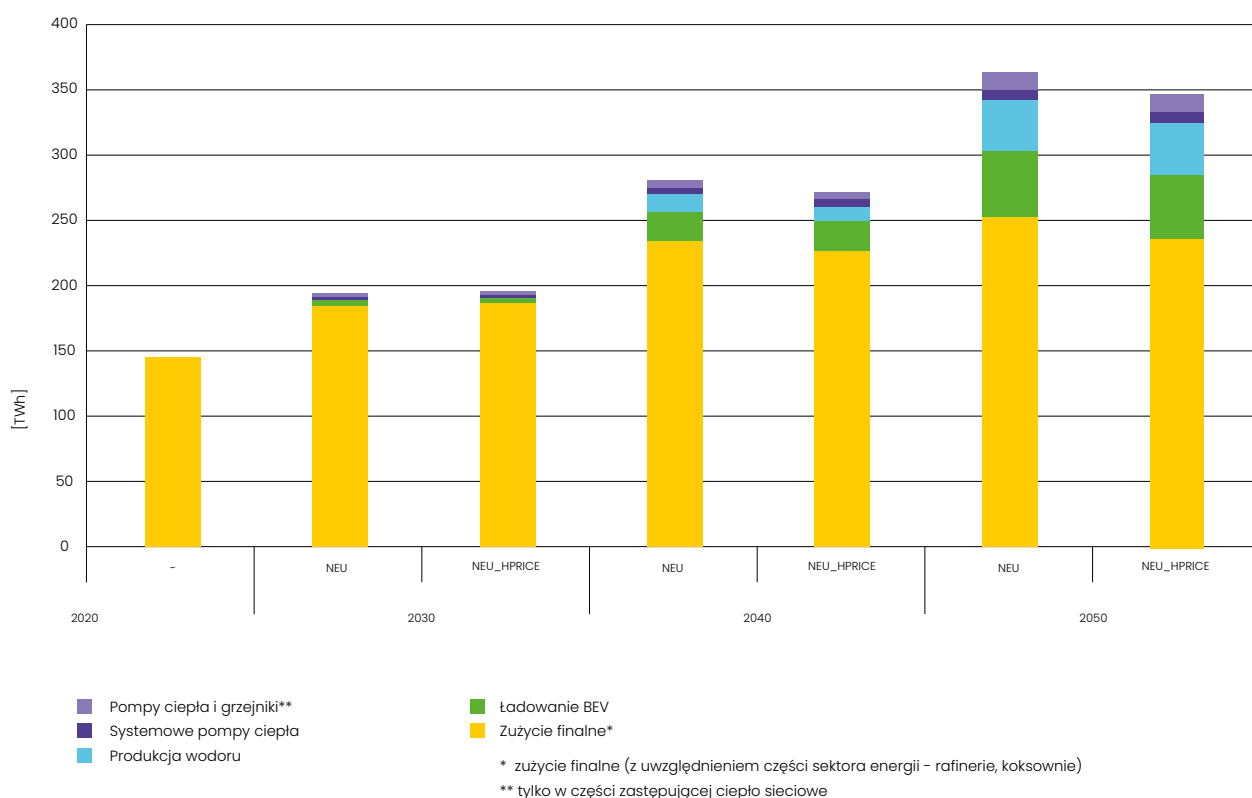
Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

W scenariuszu wyższych cen nośników energii koszty uprawnień do emisji CO₂ kształtują się na znacznie niższym poziomie niż w scenariuszu NEU – w 2030 roku są około 65 euro/tCO₂ niższe, w 2040 r. około 135 euro/tCO₂ niższe a w 2050 r. 145 euro/tCO₂ niższe. Wysokie ceny paliw powodują zmniejszenie popytu na paliwa w scenariuszu NEU_HPRICE – w skutek czego osiągnięcie tego samego poziomu redukcji emisji nie wymaga tak wysokiej presji poprzez ceny uprawnień w systemie EU ETS jak w scenariuszu NEU.

Zapotrzebowanie na energię elektryczną

Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest ustalane w procesie iteracyjnym między modelami MEESA, a modelem makroekonomicznym – d-PLACE oraz modelami sektorowymi transportu – TR³E i rolnictwa – EPICA. Na poziomie modelu MEESA generowane jest dodatkowe zapotrzebowanie na potrzeby pomp ciepła i magazynowania energii. Wygenerowane w ten sposób zapotrzebowanie w Polsce, stanowiące kluczową daną wejściową do modelu optymalizacyjnego i warunkującą w dużym stopniu otrzymane wyniki, zaprezentowano na rysunku 2.

RYСУNEK 2. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W POLSCE DO 2050 R. W ROZPATRYWANYCH SCENARIUSZACH [TWh].



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

*zużycie finalne (z uwzględnieniem części sektora energii – rafinerie, koksownie)

** tylko w części zastępującej ciepło sieciowe

Do 2030 r. tempo wzrostu zapotrzebowania jest w obu scenariuszach zbliżone. W kolejnych latach wysokie koszty wszystkich nośników energii prowadzą do działań proefektywnościowych zmniejszających zapotrzebowanie na energię elektryczną. W roku 2040 w scenariuszu NEU zapotrzebowanie jest już o około 9 TWh większe a w 2050 r. około 15 TWh niż w scenariuszu NEU_HPRICE.

Wyniki w zakresie zmian zapotrzebowania pokazują, że wyższe ceny paliw spowalniają tempo wzrostu popytu na energię elektryczną. Niemniej różnica zapotrzebowania między rozpatrywanymi scenariuszami nie jest aż tak duża. Wynika to z faktu, że w obu scenariuszach mamy do czynienia z jednakowym celem redukcyjnym a presja na zmniejszenie wykorzystania paliw kopalnych w obu scenariuszach realizowana jest w różnych proporcjach poprzez cenę paliwa i koszt emisji CO₂. Inaczej mówiąc – w scenariuszu NEU niższa cena paliw kompensowana jest wyższym kosztem CO₂ – stąd relatywnie niewielka różnica w kosztach wytwarzania energii i w konsekwencji – w zapotrzebowaniu na energię elektryczną w obu scenariuszach.

Struktura wytwarzania energii elektrycznej i wyzwania dla Polski i UE

W celu uchwycenia kluczowych zmian w kierunkach rozwoju sektora elektroenergetycznego w Polsce, będących konsekwencją wzrostu cen paliw kopalnych i pojawienia się ograniczeń w dostępności gazu ziemnego, dokonano porównań dwóch analizowanych scenariuszy: NEU i NEU_HPRICE. Z przeprowadzonych analiz wynika, że planowana w dokumentach strategicznych zarówno Polski, jak i UE rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego musi zostać ponownie zweryfikowana. Dążenie do uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Rosji powoduje konieczność zastąpienia gazu ziemnego w energetyce innymi paliwami i źródłami wytwarzania.



Z przeprowadzonych analiz wynika, że planowana w dokumentach strategicznych zarówno Polski, jak i UE rola gazu ziemnego jako paliwa przejściowego musi zostać ponownie zweryfikowana. Dążenie do uniezależnienia się od dostaw gazu ziemnego z Rosji powoduje konieczność zastąpienia gazu ziemnego w energetyce innymi paliwami i źródłami wytwarzania.

Rządy krajów UE planują przyspieszyć rozwój OZE, opóźniają proces wycofywania z eksploatacji elektrowni jądrowych, a niektóre z nich przywracają do operacji elektrownie węglowe. W przypadku Polski naturalnym kierunkiem jest przesunięcie w czasie procesu zamykania elektrowni na węgiel kamienny. Wydłużenie czasu pracy bloków węglowych w Polsce nie powinno jednak wyhamować transformacji w stronę źródeł odnawialnych, choć w horyzoncie do 2030 r. prawdopodobnie wpłynie niestety na niższe tempo spadku emisji w energetyce. Jak widać na załączonym poniżej rysunku 3, zwiększenie wykorzystania jednostek węglowych spowoduje znaczące ograniczenie produkcji energii elektrycznej w jednostkach na gaz ziemny w krajowym systemie energetycznym, co jest zbieżne z celami w zakresie uniezależniania się Polski od dostaw gazu ziemnego z Federacji Rosyjskiej. Spadek produkcji energii elektrycznej z gazu ziemnego odbywa się kosztem wzrostu produkcji w elektrowniach i elektrociepłowniach na węgiel kamienny, wzrostem generacji OZE oraz importem. W scenariuszu z wysokimi cenami paliw generacja energii elektrycznej z gazu ziemnego w 2030 roku jest o około 36 TWh mniejsza niż w scenariuszu NEU – rośnie natomiast wykorzystanie węgla o około 17 TWh, generacja OZE jest o około 13 TWh wyższa (zarówno pochodząca z biomasy, biogazu, PV jak i wiatru na morzu – jedynie udział lądowej energetyki wiatrowej nie ulega zmianie w związku z wysokim

tempem wzrostu już w scenariuszu NEU), zwiększa się również import o około 9 TWh. Z przeprowadzonych analiz wynika konieczność większego wykorzystania jednostek węglowych mniej więcej do 2030 r. Do tego czasu jednostki węglowe wciąż będą odgrywać kluczową rolę w krajowym systemie energetycznym, tym bardziej, że względu na sytuację kryzysu paliwowego, rola źródeł gazowych będzie znacznie ograniczona.



Z przeprowadzonych analiz wynika konieczność większego wykorzystania jednostek węglowych mniej więcej do 2030 r.

Do tego czasu jednostki węglowe wciąż będą odgrywać kluczową rolę w krajowym systemie energetycznym, tym bardziej, że względu na sytuację kryzysu paliwowego, rola źródeł gazowych będzie znacznie ograniczona.

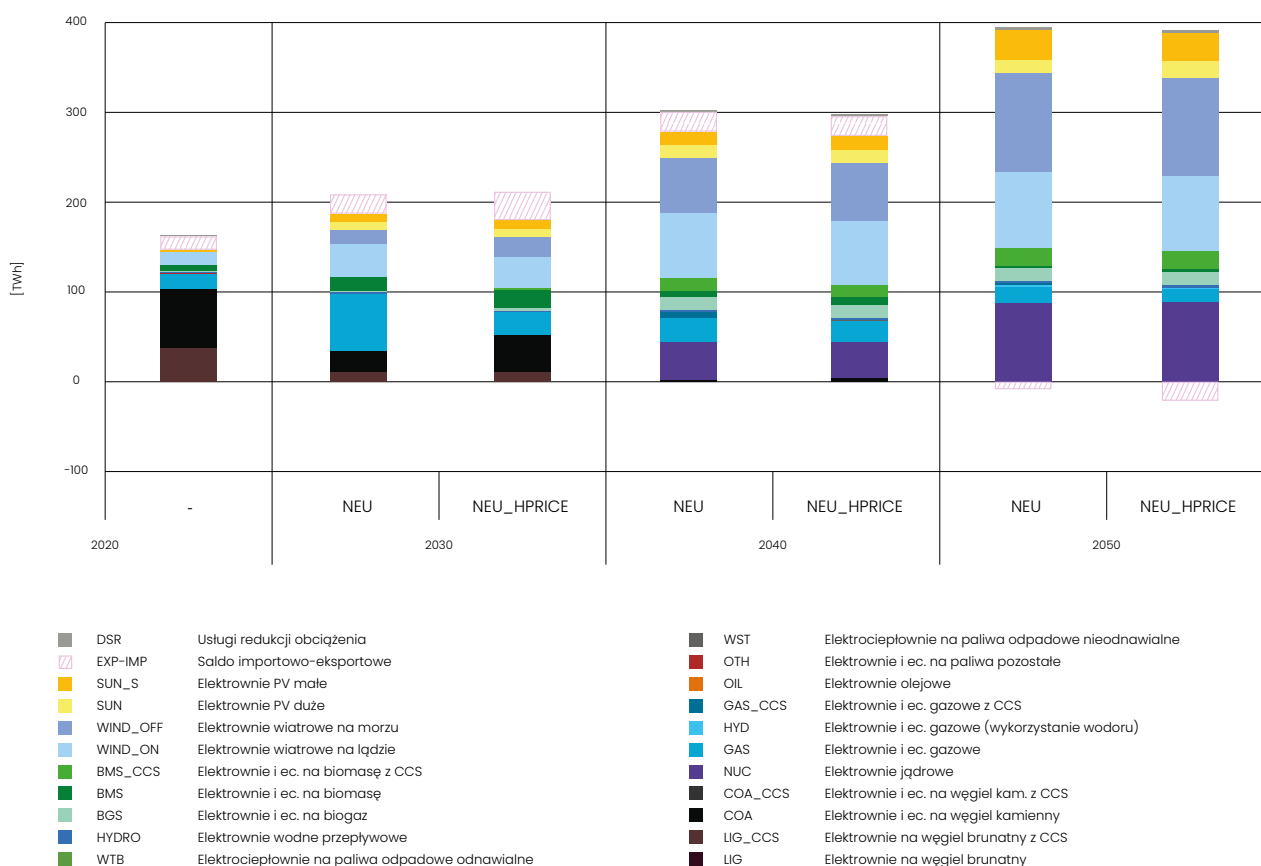
Wyzwaniem dla rządu jest jednak zapewnienie, w okresie przejściowym, jednostkom węglowym przychodów na poziomie pokrywającym koszty ich działalności, co będzie niezwykle trudne po 1 lipca 2025 r., czyli od momentu, w którym jednostki wysokoemisyjne nie będą mogły być wspierane w ramach rynku mocy – Rozporządzenie (UE) 2019/943⁸ zgodnie z art. 22 pkt 4b zabrania stosowania mechanizmów zdolności wytwórczych⁹ od 1 lipca 2025 r. dla jednostek: które rozpoczęły produkcję komercyjną przed dniem 4 lipca 2019 r., emitujące więcej niż 550 g CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych na 1 kWh energii elektrycznej oraz więcej niż 350 kg CO₂ pochodzącego z paliw kopalnych średnio w skali roku na 1 kWe mocy zainstalowanej.

Kolejnym ważnym wnioskiem jest konieczność przyspieszenia tempa rozwoju źródeł OZE (zarówno elektrowni wiatrowych, słonecznych, biomasowych i biogazowych). Kluczową technologią na drodze do osiągnięcia celów emisyjnych jest obok elektrowni wiatrowych – fotowoltaika. Szczególnie duży potencjał skoncentrowany jest w małych, przydomowych instalacjach, jednakże w pierwszej kolejności środki finansowe powinny zostać skierowane na rozbudowę i modernizację sieci dystrybucyjnych, w celu odblokowania możliwości rozwoju energetyki prosumenckiej. Jest to jedno z największych wyzwań stojących przed Polską w kontekście transformacji energetycznej. Kolejnym wyzwaniem jest odblokowanie potencjału elektrowni wiatrowych na lądzie oraz rozwój energetyki wiatrowej na morzu. Te dwie technologie są kluczowe z punktu widzenia całej transformacji energetycznej. Technologie biomasowa i biogazowa będą natomiast stanowić dopełnienie systemu dostarczając do systemu stabilnej energii OZE.



⁸ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54).

⁹ Mechanizmy zdolności wytwórczych to środki, które mają służyć zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Mechanizmy takie oferują zazwyczaj dodatkowe wynagrodzenie dla dostawców zdolności wytwórczych energii elektrycznej ponad dochody uzyskane ze sprzedaży energii na rynku w zamian za utrzymywanie istniejących zdolności wytwórczych lub inwestowanie w nowe zdolności. To dodatkowe wynagrodzenie może mieć wpływ na konkurencję na wewnętrznym rynku energii elektrycznej i musi zostać ocenione pod kątem unijnych zasad pomocy państwa.

RYSUNEK 3. PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE DO 2050 R. W ROZPATRYWANYCH SCENARIUSZACH [TWh].

Jeśli chodzi o kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego UE jako całości w kontekście kryzysu paliwowego, to w uzyskanych wynikach można zaobserwować wyraźny odwrót od gazu ziemnego, co jest naturalną konsekwencją wzrostu cen tego surowca i ograniczeń w imporcie. Gaz ziemny traci w scenariuszu NEU_HPRICE status paliwa przejściowego, podczas gdy taką funkcję bez wątpienia pełnił w scenariuszu NEU (generacja energii elektrycznej z gazu ziemnego jest niemal o 180 TWh mniejsza w roku 2030 w scenariuszu NEU_HPRICE niż w NEU).

Jeśli chodzi o kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego UE jako całości w kontekście kryzysu paliwowego, to w uzyskanych wynikach można zaobserwować wyraźny odwrót od gazu ziemnego, co jest naturalną konsekwencją wzrostu cen tego surowca i ograniczeń w imporcie. Gaz ziem-

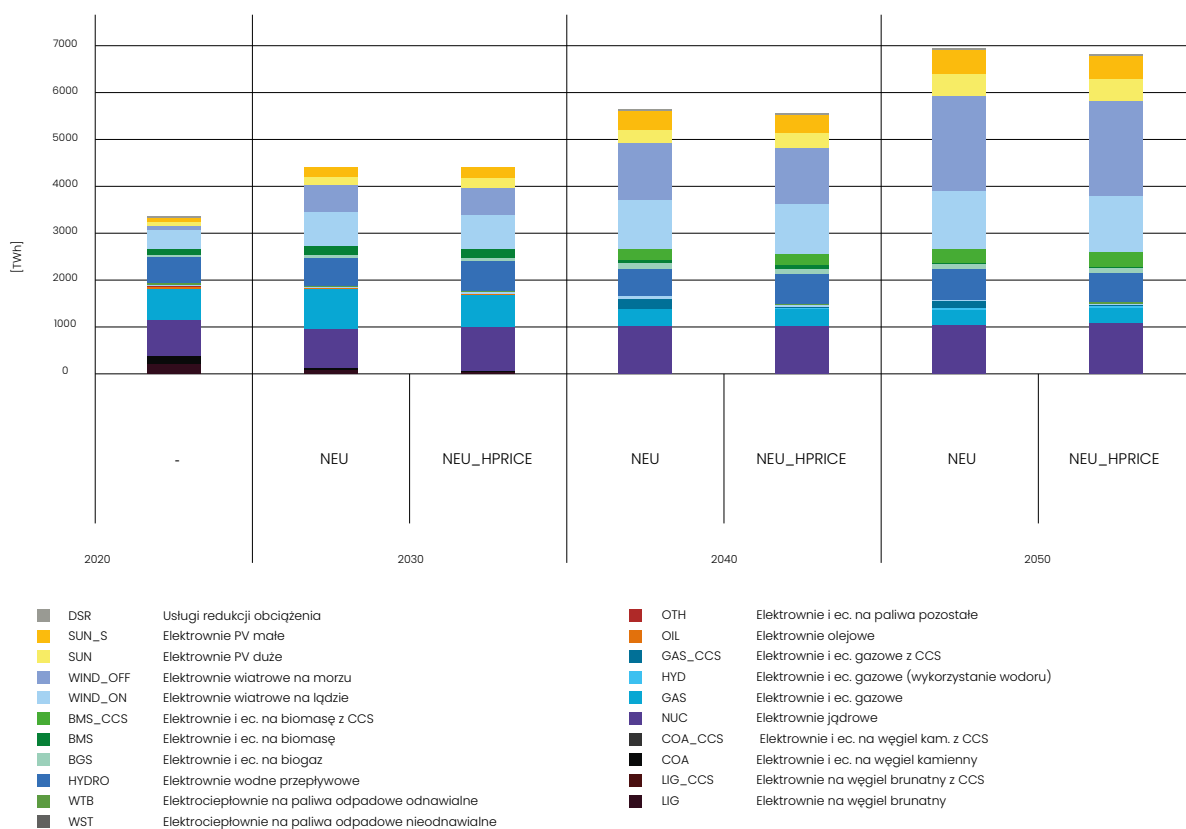
ny traci w scenariuszu NEU_HPRICE status paliwa przejściowego, podczas gdy taką funkcję bez wątpienia pełnił w scenariuszu NEU (generacja energii elektrycznej z gazu ziemnego jest niemal o 180 TWh mniejsza w roku 2030 w scenariuszu NEU_HPRICE niż w NEU).

Jeśli chodzi o rozwój OZE to jest on podobny w obu scenariuszach, co wynika z faktu, że już w scenariuszu NEU w zasadzie opiera się on o ograniczenia, odzwierciedlające w modelu bariery techniczne i regulacyjne rozwoju OZE. Zatem bardzo istotne będzie wdrażanie rozwiązań technicznych i instytucjonalnych, które umożliwią przyspieszenie inwestycji w OZE, w szczególności w segmencie energetyki wiatrowej na morzu i w nieco mniejszym stopniu na lądzie. Rozwój energetyki wiatrowej na taką skalę będzie z pewnością ogromnym wyzwaniem dla UE zarówno w sferze technicznej, jak i finansowej. Wymagać będzie także efektywnego zarządzania łańcuchem dostaw materiałów potrzebnych do realizacji tak ambitnego przedsięwzięcia. Należy podkreślić, że dzięki temu zależność UE od importowanych paliw z pewnością ulegnie zmniejszeniu, ale trzeba też zważyć, że bez aktywnego promowania innowacyjno-

ści i gospodarki w obiegu zamkniętym, Europa jeszcze bardziej uzależni się od importowanych materiałów, które są niezbędne do realizacji tego typu przedsięwzięć.

Istotnym elementem bezpieczeństwa energetycznego UE musi pozostać energetyka jądrowa. W żadnym z analizowanych scenariuszy nie dochodzi do zmniejszenia poziomu produkcji energii elektrycznej z tych źródeł (kształtuje się on na poziomie ok. 1000 TWh rocznie). Stąd też kraje, które planują rezygnację z atomu, powinny w kontekście obecnego kryzysu ponownie przeanalizować swoje cele w tym obszarze. Istotną rolę w bilansie produkcji energii elektrycznej odgrywa również fotowoltaika. Wyzwaniem w odniesieniu do rozwoju tej technologii jest dostosowanie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, jak również utrzymanie jednostek zapewniających elastyczność.

RYСУNEK 4. PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W UE DO 2050 R. W ROZPATRYWANYCH SCENARIUSZACH [TWh].





Kryzys energetyczny z jakim mamy do czynienia od drugiej połowy 2021 roku w Europie i na świecie implikuje konieczność podjęcia zdecydowanych działań w zakresie ochrony konsumentów i gospodarek przed nadmiernym obciążeniem spowodowanym wzrostem kosztów dostaw. Dodatkowo po agresji Rosji na Ukrainę Polska i cała UE stanęła przed ogromnym wyzwaniem uniezależnienia się od dostaw rosyjskich paliw kopalnych.

Podsumowanie

Kryzys energetyczny z jakim mamy do czynienia od drugiej połowy 2021 roku w Europie i na świecie implikuje konieczność podjęcia zdecydowanych działań w zakresie ochrony konsumentów i gospodarek przed nadmiernym obciążeniem spowodowanym wzrostem kosztów dostaw. Dodatkowo po agresji Rosji na Ukrainę Polska i cała UE stanęła przed ogromnym wyzwaniem uniezależnienia się od dostaw rosyjskich paliw kopalnych. Musi tego dokonać w możliwie najkrótszym czasie, co niestety powoduje konieczność sięgnięcia po zasoby węgla kamiennego, mogącego zastąpić niedostarczone ilości gazu ziemnego. Działania te mają charakter przejściowy, aczkolwiek skutki tych działań mogą być widoczne jeszcze przez kilka kolejnych lat. W odniesieniu do Polski koniecznym wydaje się być utrzymanie większego wykorzystania bloków węglowych przynajmniej do 2030 r., co stawia dodatkowe wyzwanie jeśli chodzi o możliwość spełnienia niektórych elementów negocjowanego obecnie w UE pakietu „Fit for 55”. Czas ten należy jednak wykorzystać do przyspieszenia tempa wdrażania bezemisyjnych źródeł produkcji energii elektrycznej. Wyzwaniem dla Polski w tym zakresie jest przede wszystkim odblokowanie potencjału lądowych elektrowni wiatrowych oraz elektrowni słonecznych, zwiększenia roli i potencjału magazynów energii. W najbliższym czasie środki finansowe pochodzące z UE powinny być kierowane w pierwszej kolejności na dostosowanie sieci dystrybucyjnych do rosnących

udziałów źródeł niesterowalnych. Należy również zapewnić odpowiednią ilość elastycznych źródeł, zapewniających rezerwę mocy w okresach, w których nie można liczyć na niesterowalne źródła OZE. W odniesieniu do UE jako całości, kryzys energetyczny z jakim mamy do czynienia powinien przyspieszyć proces transformacji w kierunku źródeł OZE, jak również powinien wpłynąć na głęboką refleksję na temat przyszłości i roli energetyki jądrowej, a w krótkim czasie przynajmniej na zmiany decyzji i utrzymanie dotychczasowego poziomu produkcji energii elektrycznej z elektrowni jądrowych.

Bibliografia

1. Boratyński, J., Pyrk, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, r., Gąska, J., Rąbiega, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
2. Komisja Europejska, 2021. (https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl dostęp: 9.08.2022 r.)
3. Primes Reference Scenario 2020, Final Assumptions, E3-Modelling, Bruksela 2021.
4. Rąbiega, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzalczyński A. (2022). The TR²E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz.U. L 158 z 14.6.2019, s. 54).
6. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
7. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrk, M., Boratyński, J., Jeszke, r., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022). Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.
8. Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.



Koszty i wyzwania w osiągnięciu celów polityki klimatycznej dla polskiej gospodarki do 2050 roku

Autorzy:

Maciej Pyrka, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Robert Jeszke, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Izabela Tobiasz, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Koszty i wyzwania w osiągnięciu celów polityki klimatycznej dla polskiej gospodarki do 2050 roku

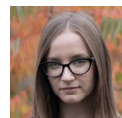
Słowa kluczowe: Transformacja niskoemisyjna, koszty polityki klimatycznej, cele redukcji emisji GHG, pakiet „Fit for 55”, Europejski Zielony Ład, neutralność klimatyczna UE.



Autor:
Maciej Pyrka



Autor:
Robert Jeszke



Autor:
Izabela Tobiasz

Streszczenie

Osiągnięcie neutralności klimatycznej przez UE do 2050 r. jest związane z koniecznością poniesienia kosztów transformacji gospodarki. Celem artykułu jest przedstawienie oszacowania kosztów transformacji dla Polski zgodnie z celami polityki klimatycznej UE zadeklarowanymi w Europejskim Zielonym Ładzie i proponowanymi przez Komisję Europejską (KE) w pakiecie „Fit for 55”¹, a także porównanie tych kosztów do średnich kosztów całej UE. W artykule zawarto ocenę zmian podstawowych wskaźników ekonomicznych, tj. konsumpcji gospodarstw domowych, PKB i wielkości inwestycji.

Wyniki przedstawione w niniejszym artykule pochodzą z analiz wykonywanych w ramach realizacji projektu LIFE Climate CAKE PL z wykorzystaniem dynamiczno-rekurencyjnego modelu równowagi ogólnej d-PLACE działającego w połączeniu z modelami dla systemu energetycznego MEESA (MESSA obejmuje wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła sieciowego), transportu TR³E i rolnictwa EPICA.

W artykule wykazano, że zmienność inwestycji w czasie zależy od szeregu czynników, dlatego wskaźnik ten nie powinien być wykorzystywany

¹ Komisja Europejska, 2021. (https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_pl dostęp: 5.10.2022 r.)

Spis skrótów:

BRT ETS	– System handlu uprawnieniami do emisji dla budynków i transportu drogowego (ang. Emissions Trading System for buildings and road transport)	Fit for 55	– Zestaw propozycji aktów prawnych, za pomocą których państwa członkowskie UE planują osiągnąć nowe cele w zakresie energii, klimatu i transportu.
CAKE	– Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych	GHG	– Gazy cieplarniane (ang. Greenhouse gases)
CGE	– Model równowagi ogólnej (ang. Computable General Equilibrium)	KE	– Komisja Europejska
d-PLACE	– Rekursywno-dynamiczny model równowagi ogólnej (CGE) rozwijany w CAKE	KOBIZE	– Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
ESR	– Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie rocznych wiążących ograniczeń emisji gazów cieplarnianych przez państwa członkowskie do 2030 w sektorach poza EU ETS	MEESA	– Model for European Energy System Analysis – model dla sektora energetycznego zbudowany i rozwijany w CAKE
EPICA	– Evaluation of Policy Impacts on Climate and Agriculture Model – model sektora rolnictwa zbudowany i rozwijany w CAKE	non-ETS	– Sektory nieobjęte unijnym systemem handlu uprawnieniami do emisji
EU ETS	– System handlu uprawnieniami do emisji w Unii Europejskiej (ang. European Union Emission Trading System)	OZE	– Odnawialne Źródła Energii
		PKB	– Produkt Krajowy Brutto
		TR³E	– Transport European Emission Economic Model, model sektora transportu zbudowany i rozwijany w CAKE
		UE	– Unia Europejska

jako podstawowa miara kosztów implementacji polityki klimatycznej w długim okresie czasu. Z perspektywy gospodarstw domowych znacznie lepszym wskaźnikiem są zmiany konsumpcji spowodowane podwyższeniem celów redukcyjnych emisji GHG oraz spadek tempa wzrostu gospodarczego. W scenariuszu zakładającym wdrożenie celów redukcyjnych GHG deklarowanych w Europejskim Zielonym Ładzie w okresie 2021–2050 konsumpcja gospodarstw domowych obniża się dla Polski o ok. 3%. Spadki konsumpcji są wywołane m.in. koniecznymi wydatkami inwestycyjnymi na zakup i wdrożenie niskoemisyjnych technologii, szczególnie w sektorze energetycznym. W okresie 2021–2040, inwestycje w Polsce zwiększają się o ok. 145 mld USD¹⁵ (130 mld EUR¹⁵). Zgodnie z uzyskanymi wynikami, po implementacji celów redukcji emisji deklarowanych w Europejskim Zielonym Ładzie, średnie tempo wzrostu PKB w Polsce zmniejsza się w latach 2021–2040 o ok. 1%, natomiast w latach 2041–2050 już o ok. 6%. Na tle całej UE, Polska należy do grupy państw wrażliwych na skutki polityki klimatycznej. Obserwowane średnie zmniejszenie PKB w całej UE jest w zależności od analizowanego okresu na

poziomie kilku krotnie niższym niż w Polsce (maksymalnie 3-krotnie niższym w 2050 r.).

Warto zaznaczyć, że wielkość nakładów inwestycyjnych wynika również z tempa wzrostu gospodarczego, które zmniejsza się po implementacji wyższych celów redukcji emisji GHG w szczególności po 2040 r. Z powodu zmniejszenia wzrostu gospodarczego, nakłady inwestycyjne w okresie 2041–2050 spadają o ok. 120 mld USD¹⁵ (110 mld EUR¹⁵) względem scenariusza zakładającego łagodniejszą politykę klimatyczną. Tak więc, w początkowym okresie transformacji procesy inwestycyjne są z jednej strony stymulowane zmianami otoczenia prawnego na skutek utrzymania wysokich ambicji proklimatycznych. Natomiast w późniejszym okresie obejmującym lata 2041–2050 wydatki inwestycyjne maleją w wyniku zmniejszenia wzrostu gospodarczego wywołanego właśnie tą polityką. Częściowo różnica w inwestycjach wynika również z faktu, że w scenariuszu bez wdrażania celu neutralności znaczna część inwestycji w sektorze energetycznym ma miejsce w okresie 2041–2050.

² Przeliczono na podstawie NBP, link: https://www.nbp.pl/home.aspx?f=/kursy/arch_a.html

Wstęp

Działania UE w zakresie rewizji długoterminowej polityki klimatycznej zostały zainicjowane w grudniu 2019 r., w przedstawionym dokumencie pt. „Europejski Zielony Ład”. Dokument ten określał strategię osiągnięcia celów neutralności klimatycznej Europy do 2050 r. i stanowił impuls do kolejnych kroków. W czerwcu 2021 r. przyjęto Europejskie Prawo Klimatyczne³, w którym sformułowano prawnie wiążący cel redukcji emisji GHG dla UE do 2030 r. o 55% netto, w stosunku do 1990 r. i osiągnięcie neutralności klimatycznej w 2050 r.

Następnym krokiem milowym polityki klimatycznej była propozycja pakietu legislacyjnego tzn. pakietu „Fit for 55” („Gotowi na 55”), zaprezentowana przez KE w lipcu 2022 r. W ramach niego zaproponowano m.in. zmianę przepisów dotyczących energii i klimatu, aby dostosować obowiązujące prawo do nowych ambitnych celów klimatycznych.

W trakcie wyżej opisanych prac nad rewizją polityki klimatycznej we wrześniu 2020 r. została opublikowana ocena wpływu do komunikatu KE pt.: „Stepping up Europe’s 2030 climate ambition”⁴. Wspomniana ocena wpływu dotyczyła zwiększe-

³ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 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).

⁴ Ocena wpływu do komunikatu pt.: „Stepping up Europe’s 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”, Komisja Europejska, Bruksela, 2020, SWD(2020) 176 final.

nia celów redukcyjnych emisji GHG w UE i budziła w wielu miejscach duże wątpliwości związane z brakiem szczegółowych wyników w podziale na państwa członkowskie. Podobne zastrzeżenia formułowano jeszcze wcześniej do oceny wpływu z 2018 r. towarzyszącej komunikatowi KE pt.: „Czysta planeta dla wszystkich – Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki”. Najnowsze oceny wpływu przedstawione przez KE w ramach rewizji polityki klimatycznej, dotyczyły pakietu „Fit for 55” i podobnie jak poprzednie nie zawierały wyników na poziomie państw członkowskich.

Bez tych danych problematyczna jest ocena obciążeń dla poszczególnych państw związana z realizacją proponowanej neutralności klimatycznej w ramach UE. Dotyczy to także skali koniecznych wydatków inwestycyjnych. Bardziej ambitne cele klimatyczne będą wiązać się ze stosunkowo wyższymi kosztami dla państw charakteryzujących się wyjściowo wyższymi emisjami gazów cieplarnianych i wyższą energochłonnością. Ponieważ Polska należy do grona takich państw, celem analizy zawartej w artykule jest próba zwymiarowania, jakie będą skutki makroekonomiczne dla polskiej gospodarki realizacji nowej polityki klimatycznej UE w perspektywie 2050 r. Takie oceny skutków są kluczowe do odpowiedniego kreowania polityki klimatycznej UE, sprawiedliwego podziału zobowiązań pomiędzy państwami członkowskimi oraz odpowiedniego planowania procesu transformacji gospodarki krajowej.

Sposób szacowania kosztów transformacji niskoemisyjnej w gospodarce

Analiza została wykonana w oparciu o zestaw modeli przygotowanych w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE). Prezentowane wyniki pochodzą z rekurencyjno-dynamicznego modelu równowagi ogólnej d-PLACE, działającego w połączeniu z modelami dla sektorów – energetycznego (MEESA⁵), transportowego (TR³E⁶) i rolniczego (EPICA⁷). Szczegółowy opis metodyczny wykonywanych obliczeń można znaleźć w dokumentacji łączenia modeli, którymi dysponuje CAKE⁸. Z uwagi na połączenie modeli sektorowych z modelem CGE możliwe było uchwycenie zmian technologicznych w kluczowych z punktu widzenia polityki klimatycznej sektorach (energii, transportu, rolnictwa) i w konsekwencji wpływu tych zmian na pozostałe gałęzie gospodarki reprezentowane w modelu d-PLACE. Skutkiem takiego podejścia jest lepsze odzwierciedlenie transformacji zachodzącej w gospodarce i bardziej precyzyjne uchwycenie zmian technologicznych i ich kosztów, niż w przypadku wykorzystania do obliczeń jedynie modelu CGE. To skutkuje bardziej precyzyjnym odzwierciedleniem zmiany wskaźników makroekonomicznych, takich jak: PKB, wielkości inwestycji i konsumpcja gospodarstw domowych.

Należy podkreślić, że modelowanie tak złożonej polityki, jaką jest polityka klimatyczna z wykorzystaniem modeli CGE nie jest łatwym zadaniem. W modelach CGE nie jest możliwe uchwycenie wszystkich ograniczeń i różnorodnych procesów zachodzących w gospodarce. Niektóre procesy są trudne do uchwycenia przez modele CGE, gdyż nie są bezpośrednio powiązane ze standardowy-

5 Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

6 Rąbiega, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR³E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa

7 Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

8 Boratyński, J., Witajewski-Baltvilks, J., Tatarewicz, I., Pyrka, I., Rąbiega, 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, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa

mi zmiennymi tego typu modeli lub ich efekt jest bardzo złożony i trudny do poprawnej implementacji, są to np. procesy adaptacyjne lub straty gospodarcze spowodowane zmianami klimatu (np. straty zdrowotne). Czwarty raport IPCC wskazuje na szereg niepewności związanych z oszacowaniem wpływu zmian klimatycznych na gospodarkę m.in. dużą niepewność skali adaptacji i sposób, w jaki zmiany klimatu przełożą się na ekonomię^{9,10}, Pełna analiza bilansu korzyści i strat polityki klimatycznej jest wciąż obciążona dużą niepewnością z uwagi na to, że istotna część kosztów zaniechania tej polityki, jest powiązana z relatywnie rzadkimi zjawiskami pogodowymi, ale powodującymi znaczne straty w gospodarce¹¹. Z uwagi na wyżej wymienione problemy nie analizujemy ewentualnych korzyści związanych z realizacją polityki klimatycznej, koncentrując się jedynie na oszacowaniu kosztów transformacji niskoemisyjnej.

Model d-PLACE z którego pochodzą wyniki prezentowane w niniejszym artykule, jak typowy model równowagi ogólnej, obrazuje niskoemisyjną transformację gospodarki jako proces odpowiedzi na zmiany względnych cen różnych nośników energii w tym paliw (z uwzględnieniem kosztów emisji). Wytwórcy mogą zastępować energię kapitałem i pracą. W miarę rosnących kosztów emisji rośnie wykorzystanie kapitału i pracy, natomiast maleje zużycie paliw emisyjnych. Gałęzie gospodarki nie-reprezentowane przez modele sektorowe są potraktowane w analizie bez uwzględnienia szczegółowych rozwiązań technologicznych. A ich struktura opiera się na zagnieżdżonych funkcjach CES i funkcji produkcji Leontiefa, powszechnie stosowanych w modelach równowagi ogólnej. Bardziej ambitne cele klimatyczne będą wiązać się ze stosunkowo wyższymi kosztami dla państw charakteryzujących się wyjściowo wyższymi emisjami gazów cieplarnianych i wyższą energochłonnością.



**Bardziej ambitne cele klimatyczne
będą wiązać się ze stosunkowo
wyższymi kosztami dla
państw charakteryzujących
się wyjściowo wyższymi
emisjami gazów cieplarnianych
i wyższą energochłonnością.**

Rozpatrywane scenariusze polityki klimatycznej UE

Do analizy opracowano dwa scenariusze definiujące cele polityki klimatycznej w UE, tj. scenariusz bazowy (BASE) i neutralności (NEU). Tabela 1 przedstawia szczegółowe cele redukcyjne emisji GHG zastosowane w symulacjach.



9 Kunreuther, H., Gupta, S., Bosetti, V., Cooke, R., Dutt, V., Ha-Duong, M., Held, H., Llanes-Regueiro, J., Patt, A., Shittu, E., et al. (2014). Integrated risk and uncertainty assessment of climate change response policies. In Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, pages 151–206. Cambridge University Press.

10 Gąska, J., Wpływ zmian klimatu na polską gospodarkę, Autoreferat rozprawy doktorskiej, SGH, Warszawa, sierpień 2020 r.

11 Gąska, J., Wpływ zmian klimatu na polską gospodarkę, Autoreferat rozprawy doktorskiej, SGH, Warszawa, sierpień 2020 r.

TABELA 1. CELE REDUKCYJNE W SCENARIUSZACH POLITYKI KLIMATYCZNEJ UE.

SCENARIUSZ	CEL REDUKCJI EMISJI GHG DLA UE-27			BRT ETS (SYSTEM HANDLU EMISJAMI DLA MIESZKALNICTWA I TRANSPORTU)
	ŁĄCZNA REDUKCJA EMISJI GHG VS. 1990	REDUKCJA EMISJI GHG W EU ETS VS. 2005	REDUKCJA EMISJI GHG W NON-ETS VS. 2005	
2030				
BASE (Pakiet 2030)	42%	48%	30% (w PL 7%)	Brak
NEU (Pakiet „Fit for 55”)	53% (netto 55%*)	61%	40% (w PL 17,7%)	43%
2050				
BASE	60%	69%	47% (w PL 31%)	Brak
NEU	90% (netto 100%*)	93%	82% (w PL 74,8%)	87%

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

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

a) Scenariusz bazowy (BASE)

W scenariuszu BASE założono realizację obecnie funkcjonujących w przepisach legislacyjnych celów polityki klimatycznej, wprowadzonych pakietem „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” tzw. Pakietem 2030. Pakiet ten ustanowił między innymi cele europejskiej polityki energetycznej do 2030 r., a także cel dotyczący gazów cieplarnianych, jakim jest w 2030 r. zmniejszenie unijnych emisji o co najmniej 40% w porównaniu z 1990 r. Prognozy KE dotyczące skutków implementacji pakietu 2030 oraz realizowanych przez państwa członkowskie polityk wycofania węgla,

skutkują redukcją emisji gazów cieplarnianych przekraczającą wskazane 40% w 2030 r. w porównaniu do poziomu z 1990 r. Biorąc pod uwagę historyczne dane o emisjach za 2021 r. w sektorach EU ETS, zgodnie z którymi osiągnięto już redukcję emisji o ok. 37% w porównaniu do poziomu z 2005 r. w państwach EU, konieczna stała się weryfikacja celu redukcyjnego na 2030 r. względem obowiązującego zgodnie z dyrektywą EU ETS. Cel ten został zaktualizowany w oparciu o publikację KE pt. „EU reference scenario 2020. Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050”, gdzie emisja GHG w EU ETS obniżyła się o ok. 48% w 2030 r. w stosunku do 2005 r.¹²

¹² Str. 119 Raportu KE pt. „EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050”, 2021 r.

Dla sektorów non-ETS założono cel redukcji emisji w UE wynikającym z rozporządzenia ESR, to znaczy 30% redukcji w 2030 r. w porównaniu do poziomu emisji z 2005 r. Wynika to z faktu, że wypełnienie zobowiązań zawartych w rozporządzeniu ESR dla Polski już będzie wymagało podjęcia dodatkowych działań, w stosunku do obecnej polityki krajowej. Definiowany cel w scenariuszu bazowym, skutkuje redukcją emisji gazów cieplarnianych w UE łącznie we wszystkich sektorach w 2030 r. o ok. 42% w porównaniu do poziomu z 1990 r.

W 2050 r. w scenariuszu BASE założono, że redukcja emisji GHG we wszystkich sektorach gospodarki będzie na poziomie 60% w stosunku do 1990r., zgodnie z projekcjami KE przedstawionymi w "EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050". Na podstawie tej samej prognozy KE przyjęto również cel redukcji emisji dla sektorów EU ETS, które do 2050 r. będą musiały zmniejszyć emisję o 69% w porównaniu do poziomu z 2005 r. W przypadku sektorów non-ETS cel redukcyjny na 2050 r. jest wynikiem wcześniej przyjętych założeń i wynosi 47% w porównaniu do wielkości emisji z 2005 r. Pod względem poziomów emisji w UE w 2050 r. scenariusz bazowy w przedmiotowym artykule jest zbliżony do scenariusza bazowego z oceny wpływu do komunikatu KE pt: "Stepping up Europe's 2030 climate ambition": „By 2050, the current policies, based on the current target, would lead to a reduction of around 60% below 1990”¹³.

b) Scenariusz neutralności (NEU)

W scenariuszu NEU założono realizację celów polityki klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji GHG zgodnie z deklarowanymi w Europejskim Zielonym Ładzie i opublikowanymi przez KE w pakiecie „Fit for 55”. Pakiet ten wyznacza ścieżkę osiągnięcia do 2030 r. celu zmniejszenia emisji GHG netto (czyli z uwzględnieniem pochłaniania) o 55% względem

roku 1990. Bez uwzględnienia pochłaniania, zakładana realizacja celów polityki klimatycznej UE w zakresie redukcji emisji GHG została oszacowana na poziomie 53% w 2030 r. w stosunku do 1990 r. Zgodnie z propozycjami KE zawartymi w pakiecie „Fit for 55” w scenariuszu NEU przyjęto, że w 2030 r. sektory EU ETS muszą zredukować swoją emisję o 61%, natomiast sektory non-ETS o 40% względem poziomu z 2005 r.

W scenariuszu NEU uwzględniony został również specjalny system handlu obejmujący sektor budynków i transport drogowy (BRT ETS). Zgodnie z pakietem „Fit for 55” do 2030 r. cel redukcji emisji w BRT ETS wynosi 43% w stosunku do 2005 r. Włączenie sektora budynków oraz transportu drogowego do nowego ogólnoeuropejskiego systemu BRT ETS, podobnie jak w proponowanym przez KE pakiecie „Fit for 55” nie oznacza wykluczenia tych sektorów z obszaru redukcji zdefiniowanego celami non-ETS. Tak więc, cel redukcyjny w obszarze non-ETS musi być spełniony również biorąc pod uwagę emisję z budynków i transportu drogowego. W 2030 r. zgodnie z propozycjami KE zawartymi w pakiecie „Fit for 55” Polska w 2030 r. w obszarze non-ETS musi zredukować swoją emisję o 17,7%, względem poziomu z 2005 r. Natomiast po zaimplementowaniu systemu BRT ETS, ten wysiłek redukcyjny obniża się do poziomu 11%. Natomiast w 2050 r. cel redukcji emisji w obszarze non-ETS dla Polski obniża się z 74,8% do 60%.

W scenariuszu NEU założono również długoterminowy cel redukcji emisji do 2050 r., aby skierować UE na ścieżkę osiągnięcia neutralności klimatycznej. Nasza propozycja postępu UE w ograniczaniu emisji do 2050 r. to redukcja emisji GHG o 90% w stosunku do 1990 r. netto, która wraz z uwzględnieniem pochłaniania oznacza redukcję emisji w 2050 r. do zera.

W scenariuszu NEU cel redukcyjny dla sektorów EU ETS został ustalony na poziomie 93%, co odpo-

¹³ Str. 9, Oceny wpływu do komunikatu pt.: "Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people", Komisja Europejska, Bruksela, 2020, SWD(2020) 176 final.

wiada redukcji emisji prezentowanej w projekcji Komisji Europejskiej GECO2020 dla scenariusza 1,5°C¹⁴. W efekcie przyjęcia określonego poziomu redukcji dla sektorów EU ETS, aby osiągnąć zakładany w scenariuszu neutralności wspólnotowy cel redukcyjny ok. 90% w 2050 r., reszta sektorów gospodarki znajdująca się w obszarze non-ETS musi zredukować emisję w 2050 r. o ok. 83%. Natomiast założony cel redukcyjny dla nowego systemu BRT ETS w 2050 r. wynosi 87% względem emisji z 2005 r. i wynika ze wspomnianej wcześniej projekcji KE GECO2020 dla scenariusza 1,5°C. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych pokazują jak bardzo będziemy musieli zmniejszyć wydatki w ramach naszego koszyka dóbr, służącego zaspokojeniu wszelkiego rodzaju potrzeb życiowych.



Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych pokazują jak bardzo będziemy musieli zmniejszyć wydatki w ramach naszego koszyka dóbr, służącego zaspokojeniu wszelkiego rodzaju potrzeb życiowych.

Zmiana wskaźników makroekonomicznych

Przyjęcie przez UE nowych bardziej ambitnych celów polityki klimatycznej będzie prowadzić w początkowym okresie do znaczącego wzrostu potrzeb inwestycyjnych, wynikających z konieczności transformacji technologicznej i wdrożenia niskoemisyjnych technologii.

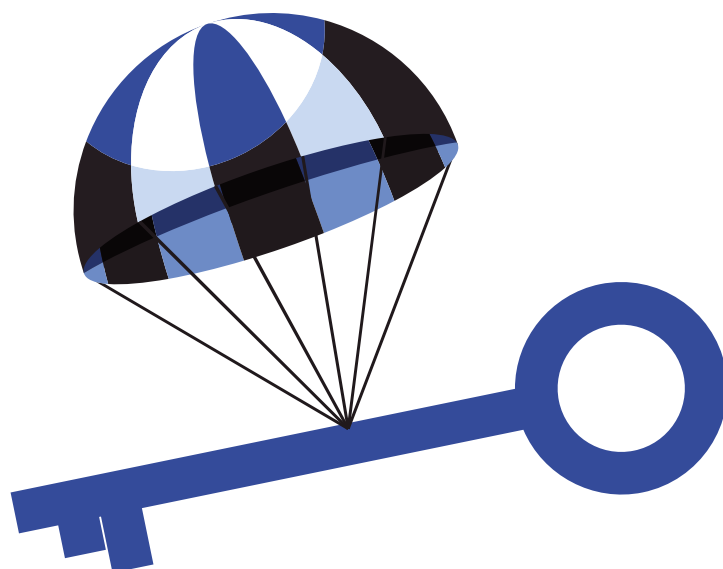
W pierwszym kroku zwiększenie celów redukcyjnych GHG wywoła wzrost kosztów przedsiębiorstw charakteryzujących się dużą emisyjnością. Oznacza to, że sektory przemysłowe będą zwiększać inwestycje, aby zredukować emisyjność produkcji. Na poziomie makroekonomicznym doprowadzi to do zmiany struktury produkcji

poprzez zmniejszanie zużycia paliw i energii, których cena będzie stopniowo wzrastać. Wiąże się to ze zmianami technologicznymi w gospodarce. Korzystanie z bardziej kapitałochłonnych metod produkcji, wpłynie na obniżenie konkurencyjności gospodarki i spadki PKB. Te z kolei spowodują spadek potrzeb inwestycyjnych związanych ze zmniejszoną produkcją pod koniec analizowanego okresu. Rosnące ceny towarów i usług a także rosnące zapotrzebowanie na kapitał, przełoży się również na spadki konsumpcji gospodarstw domowych i tym samym na spadek dobrobytu mierzonego tą że właśnie konsumpcją. Procesy gospodarcze opisane powyżej będą postępować z różnym nasileniem w analizowanym okresie prognozy do 2050 r. i zależą przede wszystkim od wyjściowej emisyjności gospodarki, która jest następstwem struktury produkcji i wykorzystywanego miksu paliwowego.

Wpływ podniesienia celów redukcyjnych na zmiany: PKB, konsumpcję gospodarstw domowych i inwestycje zostały zobrazowane dla Polski i UE na wykresie 1. Prezentowane wartości stanowią procentowe odchylenie danego wskaźnika w scenariuszu NEU (scenariusz uwzględniający zwiększenie ambicji proklimatycznych zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem) w porównaniu do scenariusza BASE (scenariusz zakładający do 2030 r. utrzymanie obecnej polityki, a następnie stopniowe łagodzenie ambicji klimatycznych w UE).

W przypadku Polski zaostrenie celu redukcji emisji GHG w scenariuszu NEU wiąże się ze wzrostem inwestycji w latach 2025–2040. Początkowo od 2025 r. do 2030 r. inwestycje w scenariuszu NEU względem BASE są wyższe o ok. 2,5%. Największy wzrost inwestycji ok. 6% występuje w 2035 r. Szczyt ten wynika przede wszystkim z konieczności poniesienia dużych kosztów transformacji w sektorze energetycznym w Polsce. Konieczność

¹⁴ Global Energy and Climate Outlook 2020: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: <http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a10-8c54-440e764499e4> (dostęp z dn. 02.10.22 r.), Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.

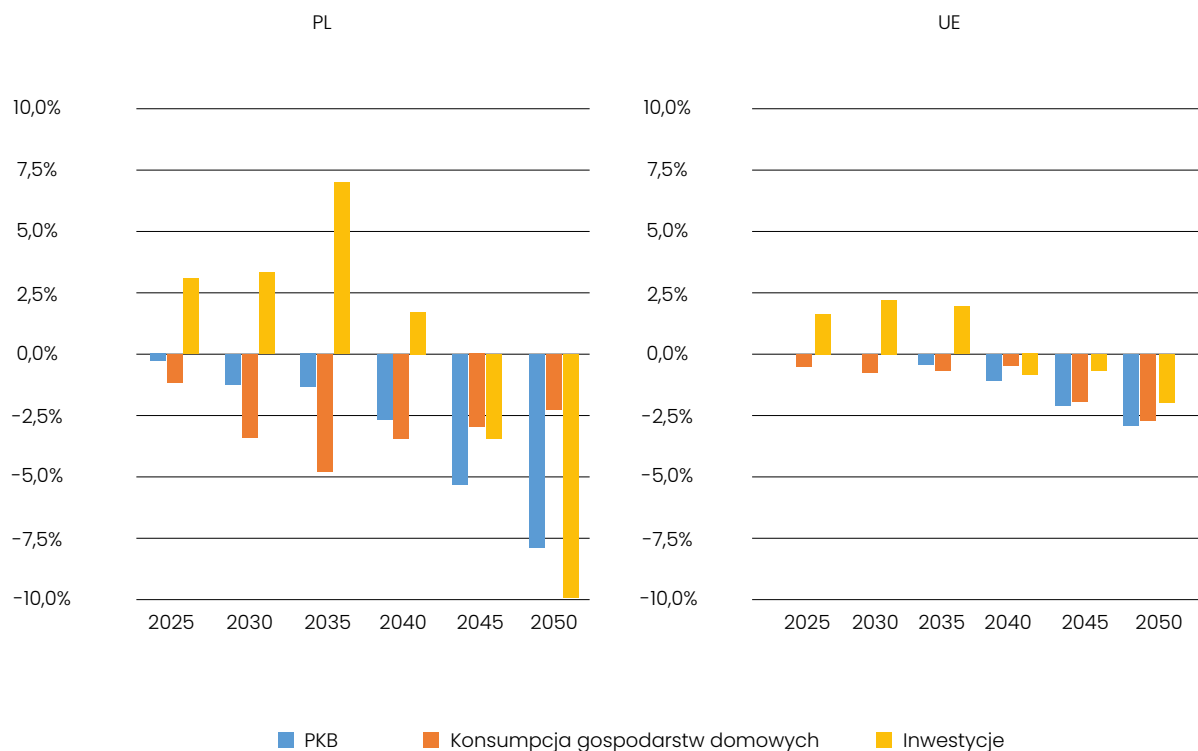


sfinansowania inwestycji prowadzi do spadku konsumpcji gospodarstw domowych. Jest to szczególnie widoczne w 2030 r. gdzie duży wzrost inwestycji powoduje ponad 4% spadek konsumpcji gospodarstw domowych w Polsce. W końcowym okresie projekcji wartość inwestycji w scenariuszu NEU względem BASE spada – w 2045 r. o ok. 3%, natomiast w 2050 r. już o ok. 10%. Powodów takich zmian wartości inwestycji w czasie jest kilka. Po pierwsze wcześniejsze sfinansowanie zmian technologicznych w scenariuszu NEU pozwala na ich ograniczenie w kolejnych latach, w porównaniu do scenariusza BASE. Po drugie następuje spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego w scenariuszu NEU. Ostatnią przyczyną jest obserwowane później, istotne zwiększenie potrzeb inwestycyjnych w scenariuszu BASE w latach 2045 – 2050 w sektorze wytwarzania energii, co jest związane z koniecznością wymiany infrastruktury związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej oraz ciepła sieciowego i koniecznością dostosowania się do rosnących również w scenariuszu BASE kosztów paliw.

Zaostrzony cel redukcyjny w scenariuszu NEU przekłada się dla Polski na wolniejszy wzrost PKB w porównaniu ze scenariuszem BASE. Do 2035 r. różnice w całkowitych wartości PKB pomiędzy scenariuszami nie są jeszcze duże i wynoszą 0,3% – 1%. W ostatniej analizowanej dekadzie odchylenia w całkowitych wartościach krajowego PKB są już jednak istotne i w 2050 r. wynoszą ok. 8%. Jest to między innymi efekt skumulowania się spowolnienia gospodarczego w całym analizowanym okresie prognozy. Spowolnienie tempa wzrostu gospodarczego dla Polski po implementacji scenariusza NEU wynosi średnio do 2035 r. ok. 0,1%, natomiast w okresie 2035–2050 już ok. 0,9%.



Użyteczną miarą w porównywaniu sytuacji państw członkowskich UE jest spadek tempa wzrostu gospodarczego odzwierciedlający stan gospodarki po implementacji wyższych celów redukcji emisji.

WYKRES 1. RÓŻNICA PKB, KONSUMPCJI I INWESTYCJI MIĘDZY SCENARIUSZAMI NEU I BASE W LATACH 2020-2050 [%].

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

Porównanie prognozowanych zmian parametrów makroekonomicznych w Polsce i UE, wskazuje, że jesteśmy krajem istotnie narażonym na wyższe koszty polityki klimatycznej. Ponieważ efekty implementacji wyższych celów redukcji emisji w scenariuszu NEU są mniejsze dla całej UE, w porównaniu do efektów obserwowanych dla Polski.

Projekcje wskazują na wzrost koniecznych inwestycji na transformację w państwach UE do 2030 r. nie przekraczający 2,5%. Największy wzrost jest przewidywany w 2030 r. Jest on niemal 3-krotnie niższy niż wzrost inwestycji dla Polski w 2040 r. (w 2040 r. występuje w Polsce szczyt wydatków inwestycyjnych na transformację gospodarki). W związku z mniejszymi potrzebami inwestycyjnymi do 2040 r. w scenariuszu NEU spadek konsumpcji w całej UE jest również relatywnie nieduży i nie przekracza 0,7 % względem scenariusza BASE. Wzrasta on dopiero pod koniec analizowanego

okresu w latach 2045–2050, osiągając wartości zbliżone do obserwowanych w Polsce. Spadek konsumpcji w państwach UE jest w tym okresie konsekwencją zwiększenia cen dóbr w relacji do dochodów rozporządzalnych gospodarstw domowych.

Projekcje zmiany PKB również wskazują, że efekt spowolnienia gospodarczego po zaostreniu polityki klimatycznej będzie mniejszy dla całej UE niż w Polsce. Do 2030 r. zmniejszenie wartości PKB dla UE w scenariuszu NEU jest praktycznie niewidoczne, później stopniowo wzrasta osiągając maksymalnie w 2050 r. ok. 2,5%, czyli wielkość ok. 3-krotnie niższą niż prognozowana w tym samym roku w Polsce. Wyhamowanie tempa wzrostu gospodarczego w państwach UE po implementacji scenariusza NEU do 2035 r. jest praktycznie niezauważalne, natomiast w okresie 2035–2050 wynosi ok. 0,2%.

Jak wykazano w artykule zmienność inwestycji w czasie zależy od szeregu czynników dlatego wskaźnik ten nie powinien być wykorzystywany, jako bezpośrednia i podstawowa miara kosztów implementacji polityki klimatycznej w długim okresie czasu. Z perspektywy gospodarstw domowych znacznie lepszym wskaźnikiem będą zmiany konsumpcji spowodowane podwyższeniem celów redukcyjnych emisji GHG. Zmiany konsumpcji gospodarstw domowych pokazują jak bardzo będziemy musieli zmniejszyć wydatki w ramach naszego koszyka dóbr, służącego zaspokojeniu wszelkiego rodzaju potrzeb życiowych.

Wyniki analizy wskazują, że w okresie 2021-2050 konsumpcja gospodarstw domowych obniży się dla Polski w scenariuszu NEU o ok. 3%, względem scenariusza BASE. Natomiast w państwach UE konsumpcja gospodarstw domowych spada o 1%. Drugą użyteczną miarą w porównywaniu sytuacji państw członkowskich UE jest spadek tempa wzrostu gospodarczego odzwierciedlający stan gospodarki po implementacji wyższych celów redukcji emisji. Dla Polski średnia wartość wzrostu gospodarczego (zmiany PKB w czasie) w okresie 2021-2050 jest o ok. 0,5% niższa w scenariuszu NEU, w porównaniu do scenariusza BASE. Przy czym, w państwach UE średnie tempo wzrostu gospodarczego maleje o ok. 0,1%.

Podsumowanie

Ograniczenie emisji GHG jest jednym z filarów polityki UE i podstawowym narzędziem wymuszenia transformacji gospodarczej, które będzie miało wpływ na ograniczenie wykorzystania paliw pierwotnych, poprzez zmiany technologii produkcji, poprawę efektywności energetycznej i wykorzystanie paliw alternatywnych oraz OZE. Kryzys energetyczny z jakim mamy do czynienia obecnie pokazał, że uniezależniania się od dostaw surowców energetycznych jest konieczne celem ochrony europejskiej gospodarki i zapew-

nienia bezpieczeństwa energetycznego państw UE w przyszłości. Zatem konieczna jest zmiana modelu produkcji i konsumpcji, a zarazem zmiana modelu wzrostu gospodarczego. Wyniki naszej analizy wskazują, że proces transformacji będzie powiązany z koniecznością poniesienia istotnych kosztów, których wielkość została oszacowana poprzez zmiany wskaźników makroekonomicznych. W szczególności posłużono się zmianą konsumpcji gospodarstw domowych, gdyż to ona w ujęciu ekonomicznym wyznacza poziom zmiany odczuwalnego przez obywateli dobrobytu. Należy tutaj zaznaczyć, że podstawowym celem analizy było oszacowanie kosztów transformacji.

Dlatego w analizie nie uwzględniono potencjalnych korzyści związanych z uniezależnieniem się od surowców energetycznych, przez co nie można wyciągnąć jednoznacznych wniosków na ile polityka proklimatyczna jest opłacalna.

Kolejną bardzo ważną kwestią będą postępujące koszty adaptacji wynikające ze skutków ocieplania klimatu, gdzie przyjdzie nam się mierzyć między innymi z gwałtownymi zjawiskami pogodowymi, powodującymi realne straty PKB. Wielu ekonomistów wskazuje na niedoszacowanie tych strat, również w naszym modelu nie uwzględniamy kosztów zaniechania polityki klimatycznej. Głównie z uwagi na ograniczenia czasowe naszej prognozy. Skutki ekonomiczne i społeczne w przypadku braku podjęcia odpowiednich działań ukierunkowanych na redukcję emisji GHG będą narastać stopniowo i znacznie wykrócą poza 2050 r.

Przeprowadzenie transformacji gospodarki w kierunku neutralności klimatycznej wymaga zmobilizowania środków na rynkach finansowych na pokrycie nakładów inwestycyjnych, szczególnie w perspektywie 2040 r. i szczególnie w sektorze energetyki. Aby osiągnąć neutralność klimatyczną do 2050 r., konieczne będzie odejście od paliw opartych na węglu i rozwój odnawialnych źródeł energii. Dodatkowo, potrzebne będzie wdrożenie

na szeroką skalę technologii opartych na pochłanianiu i unieszkodliwianiu GHG, w tym BECCS, CCS i CCU, a także masowa elektryfikacja przemysłu, wykorzystanie wodoru, rozwój elektromobilności oraz zastosowania odpowiednich instrumentów wsparcia i rozwoju technologii w sektorze rolnictwa.

Przedstawione uwarunkowania kosztowe i tempo zmian transformacyjnych jasno wskazują na konieczność opracowania w Polsce kompleksowej i wielowymiarowej strategii, aby pokierować branżami w okresie transformacji, a także opracować ramy finansowania pozwalające zapewnić wystarczającą dostępność kapitału na wymagane inwestycje.

Zwrotu w kierunku transformacji niskoemisyjnej nie powinniśmy więc opóźniać na przykład do czasu ustąpienia kryzysu spowodowanego obecnie wojną na Ukrainie lub/i pandemią COVID-19. Zaniechanie działań w tym zakresie może prowadzić do dużych konsekwencji gospodarczych w przyszłości. Wyzwaniem dla Polski powinno być przede wszystkim odpowiednie, proaktywne bieżące negocjowanie kształtu polityki klimatycznej do 2050 r. celem zniwelowania dysproporcji w kosztach osiągnięcia celów redukcyjnych emisji GHG w różnych państwach UE. Należy również podkreślić, że obecnie poniesione koszty transformacji, będą dla następnych pokoleń skutkowały bardziej stabilnym rozwojem gospodarczym w naszym regionie.

Bibliografia

1. Boratyński, J., Pyrka, M., Tobiasz, I., Witajewski-Baltvilks, J., Jeszke, r., Gąska, J., Rąbiega, W. (2022). The CGE model d-PLACE, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
2. Gąska, J., Wpływ zmian klimatu na polską gospodarkę, Autoreferat rozprawy doktorskiej, SGH, Warszawa, sierpień 2020 r.
3. Global Energy and Climate Outlook 2020: Energy, Greenhouse gas and Air pollutant emissions balances. European Commission, Joint Research Centre (JRC) [Dataset] PID: <http://data.europa.eu/89h/1750427d-afd9-4a-10-8c54-440e764499e4>, Komisja Europejska, Joint Research Centre, 2020.
4. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego, Komitetu Regionów i Europejskiego Banku Inwestycyjnego z dn. 28.11.2018 Europejski Zielony Ład

(COM(2019) 640 final).

5. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego, Komitetu Regionów z dnia 14.7.2021 „Gotowi na 55”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej (COM(2021) 550 final).
6. Kunreuther, H., Gupta, S., Bosetti, V., Cooke, r., Dutt, V., Ha-Duong, M., Held, H., Llanes-Regueiro, J., Patt, A., Shittu, E., et al. (2014). Integrated risk and uncertainty assessment of climate change response policies. In *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change: Working Group III Contribution to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, pages 151–206. Cambridge University Press.
7. Narodowy Bank Polski, Kursy średnie walut obcych w złotych, link: https://www.nbp.pl/home.aspx?pf=kursy/arch_a.html, stan na dzień 09.09.2022 r.
8. Ocena wpływu do komunikatu pt.: „A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy”, COM(2018) 773, Komisja Europejska, Bruksela, 2018.
9. Ocena wpływu do komunikatu pt.: „Stepping up Europe's 2030 climate ambition. Investing in a climate-neutral future for the benefit of our people”, SWD(2020) 176 final, Komisja Europejska, Bruksela, 2020.
10. Rąbiega, W., Gorzałczyński, A., Pyrka, M., Jeszke, r., Tobiasz, I., Mzyk, P. (2022). Polska net-zero 2050: Rola transportu publicznego w świetle Pakietu „Fit for 55” i perspektywy roku 2050. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
11. Rąbiega, W., Sikora, P., Gąska, J., Gorzałczyński A. (2022). The TR³E Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
12. Raportu Komisji Europejskiej pt.: „EU reference scenario 2020 Energy, transport and GHG emissions: trends to 2050”, 2021 r.
13. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S. (2022). The MEESA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
14. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrka, M., Boratyński, J., Jeszke, r., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022). Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
15. Wąs, A., Kobus, P., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Pyrka, M., Jeszke, r., Cygler, M. (2022). Polska netzero 2050: Wybrane instrumenty wdrażania polityki klimatycznej w sektorze rolnictwa w perspektywie roku 2050. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
16. Wąs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
17. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 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), Dz. Urz. UE L 243, 9.7.2021, p. 1–17.



CBAM – czego możemy się spodziewać po nowym instrumencie polityki klimatycznej UE?

Autor:

Anna Sosnowska, Zespół Prawny, KOBiZE

CBAM – czego możemy się spodziewać po nowym instrumencie polityki klimatycznej UE?

Słowa kluczowe: CBAM, Carbon Border Adjustment Mechanism, mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂, podatek graniczny, emisja gazów cieplarnianych, polityka klimatyczna UE



Autor:
Anna Sosnowska

Streszczenie

W artykule przybliżono projektowany w UE¹ „mechanizmu dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂” (ang. ‘carbon border adjustment mechanism’; CBAM), który ma stanowić nowe narzędzie polityki klimatycznej UE dopełniające system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS). Celem artykułu jest przedstawienie, jakie cele przyświecają wprowadzeniu CBAM, jaka koncep-

cja jego funkcjonowania jest odzwierciedlona w procedowanym obecnie² w UE projekcie oraz jakie obowiązki dla jakich podmiotów będą najprawdopodobniej³ z niego wynikały. Przybliże również najbardziej sporne kwestie w ramach procesu prawodawczego oraz wyzwania stojące przez tym mechanizmem. Artykuł zawiera informacje aktualne na dzień 17.10.2022 r.

¹ Wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ z dnia 14.7.2021, COM(2021) 564 final, dostępny pod adresem: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52021PC0564>; (dostęp: 21.09.2022). Dalej określany w niniejszym artykule jako „wniosek prawodawczy” albo „wniosek”. Ilekroć w artykule będzie mowa o „projekcie” bez dalszego doprecyzowania, mowa będzie o projekcie rozporządzenia zaproponowanym w tym wniosku.

² Wg stanu na dzień 21 września 2022 r., proces prawodawczy jest na etapie pierwszego czytania. Rada przyjęła tzw. ogólne podejście, w którym przedstawiła tekst projektu rozporządzenia w brzmieniu proponowanym przez Radę (dokument 7226/22) dostępny pod adresem: <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7226-2022-INIT/pl/pdf> (dostęp z dn. 21.09.2022 r.). Parlament natomiast przyjął w dniu 22 czerwca 2022 r. w ramach pierwszego czytania poprawki do projektu rozporządzenia (dokument COM(2021)0564 – C9-0328/2021 – 2021/0214(COD)) dostępny pod adresem [https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniery/textes_adoptes/definitif/2022/06-22/0248/P9_TA\(2022\)0248_PL.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/seance_pleniery/textes_adoptes/definitif/2022/06-22/0248/P9_TA(2022)0248_PL.pdf) (dostęp: 21.09.2022 r.). Ilekroć w tym tekście będzie mowa o stanowisku Rady będzie mowa o stanowisku zajęтым w ogólnym podejściu, a ilekroć będzie mowa o stanowisku Parlamentu, będzie mowa o stanowisku zajęтым w ww. dokumencie przyjętym w ramach pierwszego czytania.

³ Wymaga podkreślenia, że omawiamy tutaj regulacje prawne które są wciąż w trakcie procesu legislacyjnego, nie jest zatem pewne, czy i w jakim kształcie ostatecznie będą obowiązywały.

Wstęp

O zjawisku ucieczki emisji z UE do obszarów o niższych ambicjach w zakresie polityki klimatycznej i środowiskowej oraz o konieczności zapobiegania temu zjawisku mówi się w Unii Europejskiej już od dawna. Wysokie ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS powodują, że opłacalne ekonomicznie dla przedsiębiorstw jest przenoszenie części produkcji poza UE lub importowanie stamtąd materiałów i półproduktów. Podważa to skuteczność

unijnej polityki klimatycznej, ponieważ wskutek ucieczki emisji wzrasta emisja gazów cieplarnianych poza UE, która przekłada się często na globalny wzrost emisji⁴.

Obecnie UE zmniejsza ryzyko ucieczki emisji za pomocą narzędzi funkcjonujących w ramach unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS) – przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji dla instalacji z sektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji

⁴ Wskutek na ogół niższych standardów środowiskowych w krajach poza UE, emisja generowana poza granicami UE towarzysząca przenoszeniu produkcji będzie często wyższa, niż byłaby gdyby towary wyprodukowano w UE.

i rekompensat za wzrost kosztów energii elektrycznej. Komisja Europejska stoi jednak na stanowisku, że osłabia to tzw. sygnał cenowy wysyłany przez EU ETS – czyli osłabia zachęty do ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Z drugiej strony, wskutek obciążeń wynikających z unijnej polityki klimatycznej, przedsiębiorstwa z UE ponoszą wyższe koszty działalności wynikające z konieczności płacenia za generowaną emisję CO₂, niż przedsiębiorcy spoza UE, co pogarsza konkurencyjność unijnych producentów. Receptą na powyższe problemy ma być wprowadzenie przez UE granicznego podatku węglowego w postaci tzw. CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism). Wniosek prawodawczy w tej sprawie został złożony w połowie 2021 r. w ramach tzw. pakietu legislacyjnego „Fit for 55” i obecnie wciąż jest przedmiotem prac legislacyjnych.

Podatek graniczny, czyli konkretnie co?

Podatek graniczny jest ogólnie definiowany jako strategia regulacyjna służąca do zmniejszania ryzyka ucieczki emisji oraz utraty konkurencyjności wynikających z jednostronnego przyjmowania polityk nakładających opłaty za emisje dwutlenku węgla⁵. Jak już pisano na łamach Go’2’50⁶ istnieją różne koncepcje podatku granicznego, jak i on sam funkcjonuje pod różnymi nazwami (border adjustment tax, border adjustment mechanism, carbon border tax). Projektowany w UE ‘carbon border adjustment mechanism’ (według polskiej wersji językowej: „mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂”) zakłada stosowanie do towarów importowanych do UE systemu podobnego do systemu EU ETS mającego zastosowanie do produkcji wewnętrznej.



Projektowany w UE ‘carbon border adjustment mechanism’ (według polskiej wersji językowej: „mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂”) zakłada stosowanie do towarów importowanych do UE systemu podobnego do systemu EU ETS mającego zastosowanie do produkcji wewnętrznej.

CBAM zakłada rozliczanie przez importerów tzw. „emisji wbudowanych” związanych z określonymi produktami oraz energią elektryczną przywożonymi na obszar celny Unii – to jest emisji gazów cieplarnianych uwalnianych do powietrza w wyniku produkcji tych towarów⁷ w państwach poza UE⁸. Importerzy będą przedkładać właściwym organom deklaracje dotyczące ilości przywiezionych towarów, zweryfikowanych emisji wbudowanych i rozliczać zadeklarowaną emisję. Rozliczenie to będzie się odbywało przy wykorzystaniu specjalnie do tego stworzonych jednostek emisji nazwanych „certyfikatami CBAM” w liczbie odpowiadającej wielkości emisji wbudowanej (z pewnymi redukcjami). Składanie deklaracji i przekazywanie do umorzenia będą odbywały się w ramach obowiązków realizowanych w roku następującym po roku, w którym nastąpił przywóz towarów na terytorium UE. Początkowo CBAM ma funkcjonować w ograniczonym do produktów z kilku sektorów zakresie, a następnie być stopniowo rozszerzany (o czym szczegółowo dalej).

Głównym celem CBAM ma być zapobieganie ucieczki emisji poza UE, a przez to przeciwdziałanie zmianom klimatu⁹. CBAM ma dodatkowo kreować zachęty dla przedsiębiorców spoza UE do ograni-

5 A. Pirlot, Carbon Border Adjustment Measures: A Straightforward Multi-Purpose Climate Change Instrument?, Journal of Environmental Law 34/2022, s. 28.

6 M. Pyrką, I. Tobiasz, r. Jeszke, J. Boratyński, M. Sekuła, Możliwości i uwarunkowania wprowadzenia CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) w UE, GO’2’50 Nr 1/2020, str. 33.

7 Według terminologii projektu towar oznacza zarówno produkty wymienione w załączniku I, jak i energię elektryczną (por. art. 3 pkt 1 projektu oraz załącznik I).

8 Zakres emisji wbudowanych, który ma podlegać rozliczeniu w ramach CBAM jest kwestią dyskusyjną w ramach trilogu. Szczegółowe informacje na ten temat znajdują się w dalszej części niniejszego artykułu.

9 Wniosek, pkt I.

czenia emisji gazów cieplarnianych. Nadto CBAM ma stworzyć równe warunki działania dla przedsiębiorców unijnych z sektorów objętych CBAM (którzy ponoszą koszty wynikające z emisji gazów cieplarnianych) w porównaniu do przedsiębiorców spoza UE¹⁰ (którzy na ogół takich kosztów nie ponoszą). Wreszcie, w związku z tym, że CBAM ma stopniowo zastąpić ww. instrumenty zapobiegające ryzyku ucieczki emisji funkcjonujące w ramach EU ETS, ma doprowadzić do wzmocnienia „sygnału cenowego” do redukcji emisji również wewnątrz UE (w EU ETS). Wszystkie te zakładane cele mają uczynić z CBAM „kluczowy składnik unijnego zestawu narzędzi umożliwiających osiągnięcie celu neutralności klimatycznej Unii do 2050 r. zgodnie z porozumieniem paryskim poprzez ograniczenie ryzyka ucieczki emisji gazów cieplarnianych wynikającego z bardziej ambitnego unijnego celu klimatycznego”¹¹.

Podobieństwa i różnice w stosunku do EU ETS

Z założenia, CBAM ma być systemem równoległym do systemu EU ETS i spójnym z nim. W projekcie wskazano, że CBAM i EU ETS charakteryzuje wspólny cel, jakim jest ustalanie opłat za emisje wbudowane gazów cieplarnianych w tych samych sektorach i związane z tymi samymi towarami¹² – z tym, że EU ETS odnosi się do produkcji wewnątrzunijnej, a CBAM – do produkcji poza UE.



Podobnie jak w EU ETS, CBAM ma polegać na składaniu przez uczestników systemu (którymi będą importerzy towarów objętych CBAM) deklaracji dotyczącej wygenerowanej emisji oraz rozliczeniu tej emisji specjalnie do tego stworzonymi jednostkami emisji.

Z projektu wynika, że wymogi formalne i mechanizm realizacji tych obowiązków będą podobne. Pomiędzy CBAM a EU ETS będą jednak występować dość istotne różnice w szeregu aspektach, m. in.:

•**W aspekcie przedmiotowym** – mechanizm CBAM odnosi się do przywozu produktów na obszar celny UE (identyfikowanych na podstawie ich klasyfikacji w Nomenklaturze scalonej (CN)), natomiast system EU ETS dotyczy określonych działań prowadzonych w instalacjach¹³ działających na obszarze UE – różnica ta generuje zarówno wyzwania regulacyjne związane z prawidłowym określeniem zakresu CBAM, jak i będzie zapewne generowała ryzyka związane z próbami obchodzenia mechanizmu;

•**W aspekcie podmiotowym** – w systemie EU ETS obowiązki spoczywają na prowadzącym instalację – w CBAM zasadnicze obowiązki będą spoczywały na importerze towarów;

•**W aspekcie konstrukcyjnym** – system EU ETS jest systemem opartym na modelu ‘cap and trade’ (system pułapu i handlu). W ramach tego systemu został określony bezwzględny pułap emisji gazów cieplarnianych, konieczność jego dotrzymywania warunkuje dostępną dla uczestników systemu liczbę uprawnień do emisji, natomiast liczba certyfikatów CBAM nie będzie ograniczona. Niejako w konsekwencji powyższego, cena certyfikatów w CBAM nie będzie wyznaczana, tak jak w EU ETS, poprzez sprzedaż na aukcji. W celu zapewnienia, by koszt emisji w CBAM odpowiadał kosztowi w EU ETS, cena certyfikatów CBAM ma być określana w odniesieniu do ceny uprawnień w EU ETS uzyskiwanej na aukcjach;

•**Co do możliwości obrotu certyfikatami CBAM** – w przeciwieństwie do uprawnień do emisji, certyfikaty CBAM nie będą instrumentem finansowym przeznaczonym do obrotu (przewidziana jest jedynie możliwość ich zakupu od właściwego organu oraz, w ograniczonym zakresie, możliwość odsprzedaży temu organowi).

¹⁰ Wniosek, pkt. 1.5.2 oceny skutków finansowych regulacji.

¹¹ Pkt 9 preambuły projektu.

¹² Tak pkt 18 preambuły projektu, chociaż na chwilę obecną dyskusyjne jest, jaki będzie docelowy zakres sektorów objętych CBAM. Według wniosku KE CBAM miał obejmować produkty z wybranych sektorów narażone na ryzyko ucieczki emisji, jednak Parlament postuluje objęcie CBAM wszystkich produktów z sektorów objętych EU ETS.

¹³ Pomijamy tutaj operacje lotnicze, ponieważ nie są one istotne dla przedmiotu artykułu jako niedotyczące produkcji towarów.

Różnice te w dużej mierze wynikają z ograniczeń prawnych. Mechanizm CBAM, jak już wskazano, ma dotyczyć towarów produkowanych poza obszarem Unii Europejskiej. Jednak (co oczywiste) UE nie posiada kompetencji do stanowienia prawa poza obszarem UE, stąd nie mogła wprost regulować standardów środowiskowych takiej produkcji. UE posiada natomiast kompetencje do regulowania zasad wprowadzania towarów na obszar celny UE, z której postanowiono skorzystać, aby przy pomocy rozwiązań tego rodzaju pośrednio wpływać na zmniejszenie emisji poza granicami UE. Stąd założeniem mechanizmu CBAM jest nakładanie obowiązków na importerów towarów do UE, związanych z importowanymi towarami.

Równocześnie ograniczanie dostępnych certyfikatów CBAM (na wzór ograniczonej liczby uprawnień w EU ETS) nie było możliwe, ponieważ oznaczałoby wprowadzanie limitów ilościowych przywozu, które mogłyby zostać uznane za sprzeczne z zasadami WTO¹⁴. Cenę certyfikatów postanowiono zatem uzależnić od ceny uprawnień w EU ETS, co służy również innemu celowi CBAM, jakim jest zrównywanie sytuacji prawnej producentów w UE z tymi spoza UE.

Zakres przedmiotowy i terytorialny CBAM

Mechanizm CBAM odnosi się do przywozu na obszar celny UE towarów (identyfikowanych na podstawie ich klasyfikacji w Nomenklaturze scalonej – CN) z określonych sektorów. We wniosku prawodawczym proponuje się objęcie CBAM początkowo towarów z sektora: cementu, nawozów, przemysłu hutniczego, aluminium oraz energii elektrycznej¹⁵, co Komisja uzasadnia koniecznością zastosowania ostrożnego podejścia¹⁶. W konsekwencji, CBAM objąłby towary, których import

stanowiące jedynie ok. 2% całego importu UE¹⁷. W ramach trilogu dyskutowane jest dodanie do tej listy od początku obowiązywania mechanizmu CBAM produktów z sektora chemicznego (m.in. chemia organiczna, wodór, amoniak) oraz polimerów (tworzywa sztuczne i artykuły z nich wytworzone). Stopniowo CBAM będzie rozszerzany na kolejne sektory, jednak docelowy zakres CBAM jest wciąż przedmiotem dyskusji (o czym szerzej dalej). Nadto CBAM obejmie też produkty przetworzone z towarów objętych CBAM w wyniku procedury uszlachetniania czynnego. CBAM nie będzie mieć natomiast zastosowania do towarów pochodzących z krajów i terytoriów wymienionych w załączniku do rozporządzenia, objętych odstępstwami w związku ze spełnieniem warunków określonych w art. 1 rozporządzenia (obecnie odstępstwo obejmuje m.in. państwa EFTA).

Sytuacja importerów w związku z CBAM

Podstawowe obowiązki w ramach CBAM będą spoczywały na importerach. Importerzy, którzy będą chcieli wprowadzać do UE¹⁸ towary objęte CBAM będą musieli uzyskać status „**upoważnionego zgłaszającego**” (ang. „authorised declarant”). Uzyskanie statusu upoważnionego zgłaszającego będzie miało niezwykle istotne znaczenie, ponieważ służby celne nie będą mogły dopuścić do wprowadzenia na rynek UE żadnego towaru objętego CBAM, który nie będzie wprowadzony przez upoważnionego zgłaszającego¹⁹. Uzyskanie statusu upoważnionego zgłaszającego jest uzależnione w projekcie od spełniania przez importera określonych prawnie przesłanek (dotyczących m.in. braku uprzedniej karalności, posiadania zdolności finansowej i operacyjnej oraz miejsca siedziby; w niektórych przypadkach będzie wy-

¹⁴ Nie oznacza to, że zastrzeżenia co do zgodności mechanizmu CBAM nie są zgłaszane przez inne kraje również w odniesieniu do obecnie proponowanej konstrukcji CBAM. Wstępne zastrzeżenia dotyczące zgodności projektu z prawem WTO zgłosiły takie kraje jak Rosja, Brazylia, Chiny, Indie, RPA. Temat zgodności omawianego projektu z zasadami WTO pozostaje poza zakresem niniejszego artykułu.

¹⁵ Załącznik I projektu rozporządzenia.

¹⁶ Por. pkt 28 – 37 preambuły rozporządzenia.

¹⁷ P. Chase, r. Pinkert, The EU's Triangular Dilemma on Climate and Trade, The German Marshall Fund of the United States, Policy Brief September 2021, s. 7.

¹⁸ Wyjątki będą dotyczyły importu towarów pochodzących z państw lub terytoriów trzecich w pełni zintegrowanych lub powiązanych z EU ETS wymienionych w załączniku II do rozporządzenia CBAM (obecnie są tam wymienione kraje EFTA).

¹⁹ Art. 25 ust. projektu.

magata złożenia gwarancji²⁰). Takie wymagania nie są dla importerów nowością; podobne wymagania są przewidziane w art. 39 Unijnego kodeksu celnego (w przypadku ubiegania się o status uprawnionego przedsiębiorcy). Można przypuszczać, że przyznawanie statusu upoważnianego zgłaszającego będzie zadaniem organów wyznaczonych przez państwa członkowskie UE, chociaż w procesie prawodawczym zgłaszana była również propozycja powierzenia tego zadania Komisji Europejskiej lub nowo utworzonemu organowi unijnemu.

Importerzy, którzy uzyskają już status upoważnionego zgłaszającego, będą co roku musieli składać „**deklarację CBAM**”, która będzie zawierała informacje ile towarów importowano w roku kalendarzowym, ile emisji wbudowanych jest do rozliczenia i ile certyfikatów CBAM należy umorzyć żeby rozliczyć emisję²¹. Przy obliczaniu należnych do umorzenia certyfikatów przewidziane redukcje są z tytułu opłaty za emisję gazów cieplarnianych uiszczanej w państwie pochodzenia oraz związane z bezpłatnym przydziałem uprawnień w EU ETS. Deklaracje CBAM będą podlegały weryfikacji przez niezależnego weryfikatora²².

Importerzy objęci CBAM (określani jako „upoważnieni zgłaszający”) będą musieli zakupić i przekazać do umorzenia certyfikaty CBAM żeby rozliczyć emisje wbudowane. Przewidziany jest jednak także obowiązek wcześniejszego posiadania określonej części certyfikatów CBAM na rachunku²³.

Czym będą certyfikaty CBAM?

Certyfikat CBAM będzie certyfikatem w formie elektronicznej odpowiadającym jednej tonie emisji wbudowanych związanych z towarami²⁴. Będzie miał zatem w tym aspekcie postać zbliżoną do uprawnień do emisji. Jednak, jak już zaznaczono, w przeciwieństwie do uprawnień do emisji w ramach EU ETS, certyfikaty CBAM nie będą stanowić instrumentów finansowych i nie będzie możliwy handel nimi pomiędzy uczestnikami systemu CBAM, ani ich nabywanie przez instytucje finansowe.



W przeciwieństwie do uprawnień do emisji w ramach EU ETS, certyfikaty CBAM nie będą stanowić instrumentów finansowych

W przypadku zakupu nadmiernej liczby certyfikatów CBAM, jedyną przewidywaną formą zbycia certyfikatów będzie złożenie wniosku o ich odkup przez organ sprzedający, po cenie odpowiadającej cenie nabycia i w ograniczonym zakresie²⁵.

Certyfikaty CBAM nie będą powiązane w żaden sposób formalnie z uprawnieniami w EU ETS. Ich cena będzie natomiast odzwierciedlać cenę uprawnień uzyskaną na aukcjach – co ma zapewnić, żeby obciążenie kosztem emisji gazów cieplarnianych towarów sprowadzanych na obszar celny UE były takie same, jak unijnej produkcji. Cena certyfikatów CBAM będzie zależna od ceny uprawnień do emisji notowanych na aukcji w danym tygodniu, będzie ją publikowała KE²⁶.

²⁰ Art. 17 ust. 1 projektu.

²¹ Art. 6 ust. 2 projektu.

²² Art. 8 ust. 1 projektu.

²³ Przewiduje się obowiązek, by na końcu każdego kwartału na rachunku upoważnionego zgłaszającego znajdowała się liczba certyfikatów CBAM odpowiadająca co najmniej 80 % emisji wbudowanych z wszystkich towarów przywiezionych przez niego od początku roku kalendarzowego – art. 22 ust. 2 projektu.

²⁴ Art. 3 pkt 18 projektu.

²⁵ Por. art. 23 ust. 2 i 3 projektu. Liczbę certyfikatów podlegających odkupowi, o których mowa w ust. 1, ogranicza się do jednej trzeciej całkowitej liczby certyfikatów CBAM zakupionych przez upoważnionego zgłaszającego CBAM w poprzednim roku kalendarzowym.

²⁶ Cena certyfikatów CBAM ma być obliczana przez KE jako średnia cen zamknięcia uprawnień w ramach EU ETS na wspólnej platformie aukcyjnej zgodnie z procedurami określonymi w rozporządzeniu Komisji (UE) nr 1031/2010 54 w odniesieniu do każdego tygodnia kalendarzowego – art. 21 ust. 1 projektu.

W ostatnich latach, cena uprawnień w EU ETS podlega stałemu trendowi rosnącemu²⁷. Skoro cena certyfikatów CBAM ma zależeć od ceny uprawnień na aukcjach, teoretycznie opłacalnym ekonomicznie mogłoby być nabycie certyfikatów CBAM wcześniej, żeby wykorzystać je w późniejszym okresie, kiedy prawdopodobnie cena certyfikatów będzie wyższa. Plan taki będzie możliwy do zrealizowania w ograniczonej perspektywie czasowej, ponieważ przewidywane jest okresowe anulowanie certyfikatów CBAM²⁸.

Obowiązki producentów z państw trzecich?

W systemie EU ETS obowiązek sprawozdania i rozliczenia emisji spoczywa na prowadzącym instalację (czyli producencie), a w ramach CBAM – jak już wskazano powyżej – podstawowe obowiązki spoczywają na importerze (upoważnionym zgłaszającym). Formalnie na producencie dóbr (prowadzącym instalację) w państwie trzecim nie ciąży żadne obowiązki. Jednak w praktyce również i on będzie musiał ponieść pewne obciążenia, jak chociażby wynikające z wyposażenia importera w określone dokumenty i informacje potrzebne do określenia emisji wbudowanych oraz związane z procesem weryfikacji²⁹. Skoro zakłada się, że docelowo sprawozdawane będą dane w zakresie rzeczywistej emisji³⁰, to informacje takie będzie musiał udostępnić producent dóbr. Będzie on miał możliwość³¹ zarejestrowania siebie i swojej instalacji w centralnej bazie danych prowadzonej przez Komisję Europejską. Z rejestracją będzie wiązał się obowiązek ustalenia wielkości emisji wbudowanych w podziale na rodzaje towarów

produkowanych w instalacji, zapewnienia weryfikacji tych informacji oraz obowiązek dotyczący przechowywania dokumentów i informacji. Podobnie to zapewne producent dóbr będzie musiał wyposażyć importera w informacje i dokumenty potrzebne do zastosowania redukcji w liczbie certyfikatów do umorzenia z tytułu uwzględnienia opłaty za emisję gazów cieplarnianych uiszczoną w państwie pochodzenia, chociaż formalnie ten obowiązek będzie spoczywał na importerze³².

Najpierw faza przejściowa

Faza przejściowa CBAM miała się rozpocząć zgodnie z wnioskiem KE już od 2023 r. i potrwać do końca 2025. Najprawdopodobniej jednak będzie musiała rozpocząć się później, ponieważ obecny stan prac wskazuje, że rozpoczęcie fazy przejściowej w tym terminie będzie trudne. W fazie przejściowej nie będzie obowiązku rozliczania emisji wbudowanych. Przewiduje się natomiast obowiązki sprawozdawcze (prawdopodobnie uproszczone), które będą spoczywać na zgłaszających zgłoszenie celne do dopuszczenia do obrotu, przywożących towary na obszar celny UE. Zgłaszający będą zobowiązani za każdy kwartał składać sprawozdanie dotyczące towarów przywiezionych w danym kwartale³³. Sprawozdanie ma obejmować informacje dotyczące ilości towarów, w rozbiciu na każdą instalację w państwie pochodzenia oraz rzeczywistych całkowitych emisji wbudowanych, rzeczywistych całkowitych pośrednich emisji wbudowanych oraz opłaty za emisję gazów cieplarnianych należną w państwie pochodzenia za emisje związane z towarami przywożonymi³⁴. Ze-

27 Por. np. Wykres 4. Dzielne ceny zamknięcia transakcji uprawnieniami EUA na rynku spot w latach 2008–2022 [w EUR], Raport z rynku CO₂, Nr 124/2022 r., s. 23, z którego wynika stały trend wzrostowy cen uprawnień do emisji. Raport dostępny jest pod adresem: <https://www.kobize.pl/pl/file/2022/id/179/raport-z-rynku-co2-lipiec-2022> (dostęp: 30.09.2022 r.).

28 Do dnia 30 czerwca każdego roku anulowaniu mają ulegać wszelkie certyfikaty CBAM, które zakupiono w roku przed poprzednim rokiem kalendarzowym (art. 24 projektu). A zatem jeżeli upoważniony zgłaszający nabył certyfikaty CBAM w roku n, to będą one podlegały anulowaniu do 30 czerwca roku n+2 – zatem będą miały około dwuletnią ważność (±6 miesięcy, w zależności od miesiąca ich nabycia w roku n).

29 C. Kardish, T. Wildgrube, Carbon Border Adjustment Mechanism. Administrative structure and implementation challenges, Climate change 21/2022, opublikowane pod adresem: <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/carbon-border-adjustment-mechanism>; (dostęp: 18.08.2022 r.), str. 13.

30 To jest emisje obliczone na podstawie danych pierwotnych dotyczących procesów produkcji towarów – art. 3 pkt 22 projektu; por. też wniosek, pkt 2.

31 Por. art. 10 projektu.

32 Por. art. 9 ust. 2 projektu.

33 art. 35 ust. 1 projektu.

34 Art. 35 ust. 2 projektu.

branie tych informacji służyć ma nie tylko przygotowaniu podmiotów objętych CBAM do wdrożenia właściwych obowiązków sprawozdawczych, ale również umożliwić takie przygotowanie po stronie organów UE i państw członkowskich.

Kwestie sporne w procesie prawodawczym

Na tym etapie prac prawodawczych wciąż dość dużo pozostało jeszcze niewiadomych, jeśli chodzi o model funkcjonowania mechanizmu CBAM. Do głównych punktów spornych należą docelowy zakres sektorów objętych CBAM, harmonogram wycofywania bezpłatnych uprawnień w ETS w kontekście wdrażania CBAM, zakres emisji podlegających rozliczeniu oraz administracja CBAM.

Docelowy zakres sektorów objętych CBAM. Jak wskazano powyżej, początkowo zakres CBAM ma być ograniczony do kilku sektorów i stopniowo rozszerzany. Nie zostało jednak jeszcze ustalone, jaki będzie docelowy zakres przedmiotowy CBAM.



Nie zostało jednak jeszcze ustalone, jaki będzie docelowy zakres przedmiotowy CBAM.

W szczególności nie jest jasne, czy będzie się on sprowadzać do sektorów oficjalnie uznanych w EU ETS za sektory narażone na ryzyko ucieczki emisji³⁵. Choć Komisja wprost nie ogranicza CBAM jedynie do tych sektorów – to jednak narażenie na ryzyko ucieczki emisji traktowała jako jedno z głównych kryteriów determinujących zakres CBAM. Ponadto, CBAM ma stanowić alternatywę dla instrumentów, które w EU ETS adresują ryzyko ucieczki emisji. Parlament tymczasem

stanął na stanowisku, że rozporządzenie CBAM już teraz ma obejmować produkty przetworzone z wykorzystaniem towaru CBAM oraz przesądzać o objęciu mechanizmem wszystkich produktów z sektorów objętych EU ETS, co ma się dokonać do dnia 01.01.2030 r. według harmonogramu określonego przez Komisję. Jedynie w ramach wytycznych które w poprawce sformułował Parlament, Komisja nadać priorytet towarom powiązanym z największym ryzykiem ucieczki emisji i najbardziej emisyjnym.

Relacja pomiędzy CBAM a przydziałem bezpłatnych uprawnień.

Wprowadzanie CBAM na być skorelowane ze stopniowym wycofywaniem bezpłatnych uprawnień przydzielanych w ramach systemu EU ETS³⁶. Jest to zatem kwestia ściśle powiązana z CBAM, chociaż formalnie nieobjęta projektem rozporządzenia w sprawie CBAM, a wnioskiem prawodawczym dotyczącym zmian w dyrektywie EU ETS. W toku prac prawodawczych sporne było nie tylko tempo wycofywania bezpłatnego przydziału w ETS, jak i to, czy powinno ono się rozpocząć już od początku obowiązywania CBAM, czy dopiero po pewnym czasie od jego wprowadzenia, po dokonaniu oceny skutków. Ostatecznie wszystkie instytucje opowiedziały się za wycofywaniem bezpłatnego przydziału uprawnień już od początku obowiązywania mechanizmu, różni je natomiast harmonogram wycofywania.

Zakres emisji podlegających rozliczeniu.

Według propozycji KE, CBAM miał obejmować początkowo jedynie emisje generowane w trakcie produkcji towaru objętego CBAM³⁷. Natomiast emisje generowane przy wytworzeniu energii elektrycznej, ogrzewania lub chłodzenia wykorzy-

35 Określonych w decyzji delegowanej Komisji (UE) 2019/708 z dnia 15 lutego 2019 r. uzupełniającej 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.

36 Kwestie te są uregulowane w innym wniosku prawodawczym złożonym w ramach pakietu 'Fit for 55': Wniosku dot. Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniającej dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii, decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i rozporządzenie (UE) 2015/757 (COM(2021) 551 final); <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52021PC0551>; (dostęp: 21.09.2022 r.).

37 Określone przez KE jako emisje bezpośrednie.

stywanych w trakcie procesu produkcyjnego³⁸, miały ewentualnie zostać objęte mechanizmem dopiero po zakończeniu fazy przejściowej i na podstawie dalszej oceny funkcjonowania mechanizmu CBAM³⁹. Obowiązek rozliczania emisji byłby zatem węższy, niż w ramach EU ETS. Obie instytucje uczestniczące w procedurze ustawodawczej opowiedziały się za rozszerzeniem zakresu emisji wbudowanych podlegających rozliczeniu już od początku obowiązywania mechanizmu. Rada UE chce by ujmował on także emisje z ogrzewania i chłodzenia wykorzystywanych w procesie produkcyjnym (niezależnie od miejsca ich wytworzenia) oraz emisję z generowania energii elektrycznej, ale jedynie tej wytwarzanej w granicach instalacji produkującej towary⁴⁰. Poza mechanizmem pozostałyby początkowo wg Rady emisje generowane przy produkcji energii elektrycznej realizowanej poza granicami instalacji produkującej dane dobro. Warto zwrócić uwagę, że podejście to prowadzi do odmiennego traktowania emisji wynikających z produkcji energii elektrycznej, w zależności od miejsca jej wytworzenia. Parlament Europejski natomiast chce ujęcia zarówno emisji pochodzących z produkcji ciepła i chłodu, jak i emisji wynikającej z produkcji energii elektrycznej zużytej w produkcji towarów⁴¹. Z powyższego wynika, że Parlament chce szerszego niż Rada UE ujęcia emisji od początku obowiązywania mechanizmu i zdecydowanie szerszego, niż proponowała Komisja Europejska.

Administracja CBAM. We wniosku prawodawczym KE proponowała, by główne zadania związane z mechanizmem, w tym takie zadania jak nadawanie i cofanie upoważnień importerom, weryfikowanie deklaracji CBAM oraz sprzedaż i odkup certyfikatów CBAM spoczywały na organach państw członkowskich. Skrajnie odmienne

stanowisko zajął Parlament Europejski, przenosząc realizację wszystkich tych obowiązków na utworzony specjalnie do tego celu ogólnounijny organ CBAM. Można jednak przypuszczać, że w wyniku uzgodnień międzyinstytucjonalnych obowiązki te zostaną przy organach państw członkowskich, z istotną rolą Komisji jeżeli chodzi o udzielanie wytycznych (w szerokim tego słowa rozumieniu) co do ich realizacji oraz w zakresie zarządzania centralną platformą, na której będą dokonywały się transakcje na certyfikatach CBAM.

Skutki CBAM. Co może działać nie tak?

Warto zaznaczyć, że wiele analiz wskazuje na pozytywne efekty implementacji CBAM w państwach UE, między innymi raport Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych pt.: „Skutki wprowadzenia podatku granicznego od emisji GHG w warunkach zaostrzania polityki klimatycznej UE do 2030 r.”⁴². W raporcie tym wykazano, że wdrożenie podatku granicznego od emisji przyczynia się do obniżenia światowej emisji. Ponadto może mieć pozytywne skutki ekonomiczne powodując wzmocnienie pozycji sektorów, które są najbardziej obciążone kosztami uczestnictwa w EU ETS (sektorów przemysłowych energochłonnych i wysoko emisyjnych). Dodatkowo zgodnie z wspomnianym raportem wdrożenie CBAM będzie powodować zwiększenie intensywności wymiany handlowej pomiędzy państwami UE i wzrost produkcji na rynki wewnętrzne, przy jednoczesnym zmniejszeniu importu z regionów poza UE. W konsekwencji będzie to prowadzić do wzmocnienia odporności gospodarki UE na skutki globalnych kryzysów, szczególnie w kontekście zakłóceń łańcucha dostaw towarów do państw UE obserwowanego np. podczas ostatniego kryzysu spowodowanego pandemią COVID-19⁴³.

38 Definiowane przez KE jako emisje pośrednie.

39 Pkt 17, pkt 34 in fine preambuły oraz art. 3 pkt 16 projektu rozporządzenia wg wniosku KE.

40 Art. 3 pkt 15 wg projektu przyjętego przez Radę w ramach ogólnego podejścia.

41 Por. Art. 3 pkt 28 w zw. z art. 3 pkt 15 i 16 wg projektu przyjętego przez PE w pierwszym czytaniu.

42 Pyrka M., Boratyński J., Tobiasz I., Jeszke r., Sekuła M. (2020). Skutki wprowadzenia podatku granicznego od emisji GHG w warunkach zaostrzania polityki klimatycznej UE do 2030 r., Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

43 Szczepański K., Pyrka M., Jeszke r. (2021). Podatek graniczny od emisji GHG jako narzędzie polityki klimatycznej UE i ochrony rynku wspólnotowego, Współczesne uwarunkowania i dylematy polityki gospodarczej, Toruń.

Podnoszone są również jednak uwagi krytyczne wskazujące na możliwe dysfunkcje lub braki mechanizmu CBAM. Poniżej przedstawiam kilka z wyzwań stojących przed tym mechanizmem. Dotyczą one zarówno problemów wynikających z leżących u źródeł zasad funkcjonowania CBAM ograniczeń, jak i przewidywanych trudności w osiągnięciu przez CBAM niektórych ze stawianych przed nim celów.

Po pierwsze podnosi się, że architektura CBAM nie do końca odpowiada deklarowanym celom, jakie ma spełniać ten mechanizm⁴⁴. Skoro CBAM ma przede wszystkim zapobiegać ucieczce emisji, to zastosowane powinny zostać również dostosowania cen na granicy w odniesieniu do eksportu towarów unijnych (a nie tylko importu towarów na obszar celny UE), polegające na zrekompen-sowaniu kosztów wynikających z EU ETS, tak aby zapewnić towarom z UE równe konkurencyjne również na rynkach pozaunijnych⁴⁵. Komisja pominęła we wniosku te dostosowania, tłumacząc to względami środowiskowymi, co jednak ocenia się jako nie do końca zrozumiałe⁴⁶. Pamiętać należy, że wprowadzenie CBAM ma być skorelowane z wycofywaniem bezpłatnych uprawnień w EU ETS. Jeżeli CBAM zapewni gorszą ochronę przed ucieczką emisji, niż obecnie stosowane instrumenty, to nie zostanie osiągnięty główny deklarowany cel CBAM.



Wprowadzenie CBAM ma być skorelowane z wycofywaniem bezpłatnych uprawnień w EU ETS. Jeżeli CBAM zapewni gorszą ochronę przed ucieczką emisji, niż obecnie stosowane instrumenty, to nie zostanie osiągnięty główny deklarowany cel CBAM.

Inne źródło problemów w zakresie zapobieganiu ucieczce emisji wiąże się z produktami przetworzonymi wykorzystującymi produkt objęty CBAM (tzw. downstream products). We wniosku prawodawczym wskazano, że CBAM skupia się na materiałach podstawowych i nie dostarcza zachęt do ograniczania ucieczki emisji w sektorach produktów złożonych, wykorzystujących te materiały⁴⁷. Może to generować problem ucieczki emisji w sektorach, które wykorzystują materiały objęte CBAM w swojej produkcji. Przytaczając przykład podany przez G. Kolev można wskazać przykładowo na sektor motoryzacyjny, który do produkcji używa objęty CBAM stal. Producenci z sektora motoryzacyjnego spoza UE będą w stanie nabyć stal po dużo niższych kosztach, niż producenci z UE. W związku z tym, producenci z UE będą na gorszej pozycji konkurencyjnej. W konsekwencji, G. Kolev stwierdza, że CBAM w połączeniu z planowanym wycofywaniem bezpłatnych uprawnień spowoduje przesunięcie się skłonności do ucieczki emisji w sektorze produktów przetworzonych – konkretnie tych producentów ze sektorów nieobjętych CBAM, którzy zakupują materiały lub półprodukty z sektorów objętych CBAM. Poprawki zmierzające do szerszego objęcia produktów z dalszych poziomów łańcucha dostaw (ang. downstream products) zgłosił Parlament Europejski, który chce by Komisja w drodze aktu delegowanego uzupełniła produkty objęte CBAM o produkty z dalszych poziomów łańcucha dostaw, które zawierają w sobie istotny udział produktów objętych CBAM w ciągu 3 lat od przyjęcia projektu rozporządzenia.

Istotna trudność, jakiej można się spodziewać przy funkcjonowaniu mechanizmu, to trudność w weryfikacji danych i dokumentów przedstawianych przez importerów oraz producentów. Pro-

44 A. Pirlot, Carbon Border... Op. Cit., str. 47-48.

45 Ibidem, s. 43-44.

46 Ibidem, s. 44.

47 G. Kolev, Carbon Border Adjustment and Other Trade Policy Approaches for Climate Protection, Intereconomics 6/2021, str. 312.

jekt rozporządzenia CBAM przewiduje, że emisje wbudowane w odniesieniu do towarów innych niż energia elektryczna będą ustalane biorąc pod uwagę rzeczywiste emisje, dopiero gdy dane na temat tychże „nie mogą zostać odpowiednio zapewnione” przez importerów (upoważnionych zgłaszających – którzy dane te będą musieli uzyskać od producentów), będą stosowane wartości domyślne. Taka konstrukcja ma stanowić zachętę do zmniejszania emisji CO₂ – producent stosujący mniej emisyjne technologie, będzie mógł wykazać rzeczywiste emisje mniejsze od wartości domyślnych, tym samym zmniejszając emisje podlegające rozliczeniu dotyczące eksportowanych przez niego towarów. Jednak już teraz podnoszone się głosy, że to rozwiązanie może być nadużywane, zwłaszcza wówczas, gdy jeden producent posiada kilka instalacji o różnym stopniu emisyjności lub w krajach, gdzie kontrolę nad przedsiębiorstwami sprawuje państwo (np. w Chinach). Bez dostępu do transparentnej dokumentacji dotyczącej procesu produkcji, trudno będzie dokonać oceny zadeklarowanych danych⁴⁸. Analogiczny problem może dotyczyć redukcji w liczbie certyfikatów podlegających umorzeniu z tytułu uiszczenia opłaty za emisję gazów cieplarnianych w państwie pochodzenia. Nadużycia mogą się wiązać zarówno z tym, czy opłata w państwie pochodzenia jest rzeczywiście opłatą za emisję gazów cieplarnianych, jak i z kwestią, czy faktycznie była ona uiszczona i nie została zrekompensowana.

Wyzwaniem będzie także zapobieganie próbom obchodzenia mechanizmu CBAM, które może przybrać różnorakie formy. Można spodziewać się

prób zastępowania towarów objętych CBAM towarami nieznacznie zmodyfikowanymi, czy reorganizacji procesów produkcji, sprzedaży lub przesyłania dóbr, w celu uniknięcia lub zmniejszenia obowiązku rozliczenia.

Oprócz powyższych wymienia się też inne potencjalne obszary problematyczne, jak np. problemy z uznaniem tego mechanizmu za zgodny z prawem WTO⁴⁹ i potencjalne wojny handlowe z innymi państwami (wstępne zastrzeżenia i dot. zgodności CBAM z prawem WTO zgłosiły m.in. Chiny, Indie, Rosja, Brazylia, RPA); czy skutki ekonomiczne, w postaci zmian w strukturze handlu międzynarodowego i związana z tym utrata części wpływów z tego handlu, w odniesieniu zwłaszcza do krajów najmniej rozwiniętych, które mogą następnie przełożyć się na trudności w dekarbonizacji w tych krajach, z powodu braku środków finansowych.

Zakończenie

Z mechanizmem CBAM instytucje UE wiążą wielkie nadzieje, czyniąc go receptą na problemy od lat towarzyszące unijnej polityce klimatycznej. Tak jak jednak CBAM już teraz przypisuje się dużą rolę w realizacji celów unijnej polityki klimatycznej, tak równie wielkie wyzwania będą towarzyszyć wprowadzeniu i zarządzaniu tym mechanizmem – zarówno wynikające z samej istoty przewidzianych w nim obowiązków (np. trudności w weryfikacji danych), jak i w stosunku do mechanizmu zewnętrzne (głównie natury politycznej). Powoduje to gorącą dyskusję nad szczegółowym kształtem mechanizmu, w której poszczególne instytucje biorące udział w pro-

⁴⁸ Ibidem, str. 313.

⁴⁹ Szerzej na ten temat por. np. P. Chase, r. Pinkert, *The EU's Triangular Dilemma...* op.cit.; J. Bacchus, *Legal Issues with the European Carbon Border Adjustment Mechanism*, CATO Briefing paper, nr 125/2021 r.; <https://www.cato.org/sites/cato.org/files/2021-08/briefing-paper-125.pdf> (dostęp: 30.09.2022 r.); C. Emerson, S. Moritsch, *Making Carbon Border Adjustment proposals WTO-compliant*; <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/xx/pdf/2021/03/making-carbon-border-adjustment-proposals-wto-compliance.pdf>; (dostęp: 30.09.2022 r.). Podnosi się, że narażenie państw poza UE na ryzyka związane z CBAM jest nierównomiernie, ponieważ część krajów (kraje Globalnego Południa, kraje Europy Wschodniej będące poza UE) są bardziej na te ryzyka podatne, m.in. z uwagi na skalę eksportu do UE czy trudności do dostosowania się do nowych warunków stworzonych przez CBAM poprzez zmianę struktury handlu czy dekarbonizację (L. Eicke, S. Weko, M. Apargi, A. Martin, *Pulling up the carbon ladder? Decarbonization, dependence, and third-country risks from the European carbon border adjustment mechanism*, *Energy Research & Social Science* 80 (2021)). W związku z tym, że kraje najmniej rozwinięte mają na ogół mniej efektywne technologie jeśli chodzi o ograniczanie emisji CO₂, wprowadzenie CBAM prawdopodobnie wywoła spadek eksportu z państw rozwijających się, a wzrost w państwach rozwiniętych. Chociaż jest to zgodne z celem środowiskowym (mniej emisji CO₂), to stanowi zagrożenie dla rozwoju ekonomicznego państw najmniej rozwiniętych. Por. Np. G. Kolev, *Carbon Border...* op.cit., str. 313-314 i cytowane tam analizy.

cesie prawodawczym wciąż zajmują odmienne stanowiska co do istotnych kwestii.

Nie deprecjonując znaczenia, jakie ma odpowiednie zaprojektowanie mechanizmu już od początku jego funkcjonowania, nie należy tracić z pola widzenia faktu, że planowane jest rozszerzanie mechanizmu, zarówno pod względem jego zakresu przedmiotowego, jak i emisji objętych obowiązkiem rozliczenia. Warto śledzić toczącą się w ramach i przy okazji procesu prawodawczego dyskusję, ponieważ prawdopodobnie obserwujemy narodziny drugiego po EU ETS filaru unijnej polityki klimatycznej. Czas pokaże, czy mechanizm CBAM spełni pokładane w nim nadzieje.

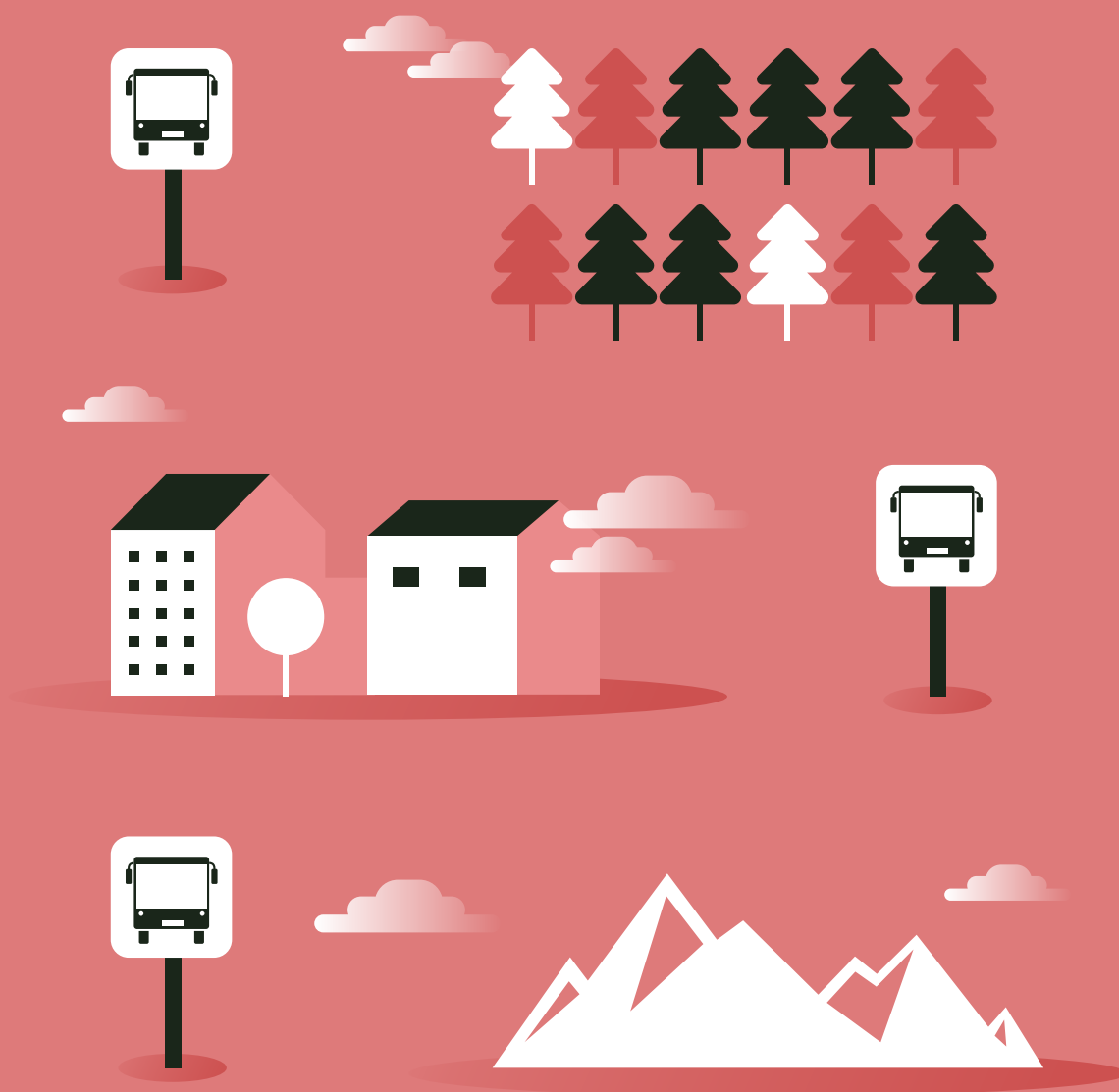
Bibliografia

1. Komisja Europejska, Wniosek Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ z dnia 14.7.2021, COM(2021) 564 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=celex:52021PC0564>; (dostęp: 21.09.2022 r.)
2. Rada, Projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ – Podejście ogólne (dokument 7226/22), <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-7226-2022-INIT/pl/pdf> (dostęp: 21.09.2022 r.)
3. Parlament Europejski, Mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂. Poprawki przyjęte przez Parlament Europejski w dniu 22 czerwca 2022 r. w sprawie wniosku dotyczącego rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady ustanawiającego mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (dokument COM(2021)0564 – C9-0328/2021 – 2021/0214(COD))
4. Komisja Europejska, Wniosek Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii, decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowie-

nia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych i rozporządzenie (UE) 2015/757 (COM(2021) 551 final); (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:3A52021PC0551>); (dostęp: 21.09.2022 r.)

5. J. Bacchus, Legal Issues with the European Carbon Border Adjustment Mechanism, CATO Briefing paper, nr 125/2021 r.; <https://www.cato.org/sites/cato.org/files/2021-08/briefing-paper-125.pdf> (dostęp: 21.09.2022 r.)
6. P. Chase, r. Pinkert, The EU's Triangular Dilemma on Climate and Trade, The German Marshall Fund of the United States, Policy Brief September 2021.
7. L. Eicke, S. Weko, M. Apargi, A. Martin, Pulling up the carbon ladder? Decarbonization, dependence, and third-country risks from the European carbon border adjustment mechanism, Energy Research & Social Science 80 (2021).
8. C. Emerson, S. Moritsch, Making Carbon Border Adjustment proposals WTO-compliant; <https://assets.kpmg/content/dam/kpmg/xx/pdf/2021/03/making-carbon-border-adjustment-proposals-wto-compliance.pdf>; (dostęp: 30.09.2022 r.).
9. C. Kardish, T. Wildgrube, Carbon Border Adjustment Mechanism. Administrative structure and implementation challenges, Climate change 21/2022; <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/carbon-border-adjustment-mechanism> (dostęp: 18.08.2022 r.)
10. G. Kolev, Carbon Border Adjustment and Other Trade Policy Approaches for Climate Protection, Intereconomics 6/2021.
11. A. Pirlot, Carbon Border Adjustment Measures: A Straightforward Multi-Purpose Climate Change Instrument?, Journal of Environmental Law 34/2022.
12. M. Pyrka, I. Tobiasz, r. Jeszke, J. Boratyński, M. Sekuła, Możliwości i uwarunkowania wprowadzenia CBAM (ang. Carbon Border Adjustment Mechanism) w UE, GO²50 Nr 1/2020; GO²50. Klimat. Społeczeństwo. Gospodarka. Nr 1z 2020; (dostęp: 21.09.2022 r.)
13. Pyrka M., Boratyński J., Tobiasz I., Jeszke r., Sekuła M. (2020). Skutki wprowadzenia podatku granicznego od emisji GHG w warunkach zaostrożania polityki klimatycznej UE do 2030 r., Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
14. Raport z rynku CO₂, Nr 124/2022; Raport z rynku CO₂ lipiec 2022.pdf; (dostęp: 21.09.2022 r.)
15. Szczepański K., Pyrka M., Jeszke r. (2021). Podatek graniczny od emisji GHG jako narzędzie polityki klimatycznej UE i ochrony rynku wspólnotowego, Współczesne uwarunkowania i dylematy polityki gospodarczej, Toruń.
16. Wqs, A., Witajewski-Baltvilks, J., Krupin, V., Kobus, P. (2022). The EPICA Model, ver. 2.0, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy/Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.
17. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady 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), Dz. Urz. UE L 243, 9.7.2021, p. 1–17.





Rola transportu publicznego w Polsce w dążeniu do neutralności klimatycznej

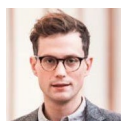
Autorzy:

Marek Antosiewicz, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Artur Gorzałczyński, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Dr Wojciech Paweł Rabiega, CAKE/KOBiZE

Rola transportu publicznego w Polsce w dążeniu do neutralności klimatycznej



Autor:
Marek Antosiewicz



Autor:
Artur Gorzałczyński



Autor:
Wojciech Rabiega

Streszczenie

Dyskusje nad osiągnięciem ambitnych celów klimatycznych, jakie postawiły przed sobą państwa członkowskie Unii Europejskiej (UE27) do 2050 roku dotyczą wielu aspektów gospodarczych. Jednym z głównych wyzwań w dążeniu do neutralności klimatycznej jest dekarbonizacja sektora transportu pasażerskiego, jak i towarowego. Zaproponowany przez Komisję Europejską pakiet „Fit for 55” zakłada m.in. zakaz sprzedaży spaliny-
wych aut osobowych od 2035 roku. W ostatnich latach w Polsce zauważalne jest rosnące wykorzystanie indywidualnych form transportu (samochody osobowe), w przeciwieństwie do transportu publicznego (autobusy i kolej). Stwarza to problemy zarówno związane z zanieczyszczeniem powietrza, jak i wysokim natężeniem ruchu w miastach. W odpowiedzi na powyższe problemy i wyzwania w artykule zaprezentowano możliwe ścieżki rozwoju transportu pasażerskiego, gdzie szczególną uwagę poświęcono roli transportu publicznego.

Omówione zostały aspekty dotyczące zmian aktywności pasażerskiej, rozwoju floty zeroemisyjnych autobusów, a także wynikające z tego koszty, zapotrzebowanie na energię oraz redukcje emisji CO₂. Wyniki przeprowadzonych symulacji wskazują, że promowanie transportu publicznego może skutkować przeniesieniem około 20 mld pasażerokilometrów aktywności z transportu indywidualnego na transport zbiorowy. Przyczyni się to do zmniejszenia emisji CO₂ w roku 2050 o dodatkowe 1,9 mln ton. Z drugiej strony elektryfikacja transportu pasażerskiego spowoduje wzrost zapotrzebowania na prąd nawet do 34 TWh w roku 2050. Zaprezentowane wyniki dotyczą dwóch scenariuszy analitycznych, które zostały skonstruowane na potrzeby raportu CAKE/KOBIZE pt. „Polska net-zero 2050: Rola transportu publicznego w świetle pakietu „Fit for 55” i perspektywy roku 2050”¹.

¹ Rabiega, W., Gorzałczyński, A., Pyrka, M., Jeszke, r., Tobiasz, I., Mzyk, P. (2022). Polska net-zero 2050: Rola transportu publicznego w świetle Pakietu „Fit for 55” i perspektywy roku 2050. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), Warszawa.

Wstęp

W marcu 2020 roku Komisja Europejska przyjęła pakiet zwany „Europejskim Zielonym Ładem”, który stawia za cel osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do połowy wieku².

Częścią Ładu jest pakiet „Fit for 55”, który ma pomóc w osiągnięciu neutralności poprzez określenie celów redukcyjnych na koniec bieżącej dekady oraz przedstawienie sposobów dojścia do tego celu. Pakiet ten stawia zdecydowanie ambitniejsze cele redukcyjne w horyzoncie naj-

² https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:b828d165-1c22-11ea-8c1f-01aa75ed71a1.0002.02/DOC_1&format=PDF [dostęp: 31.08.2022]

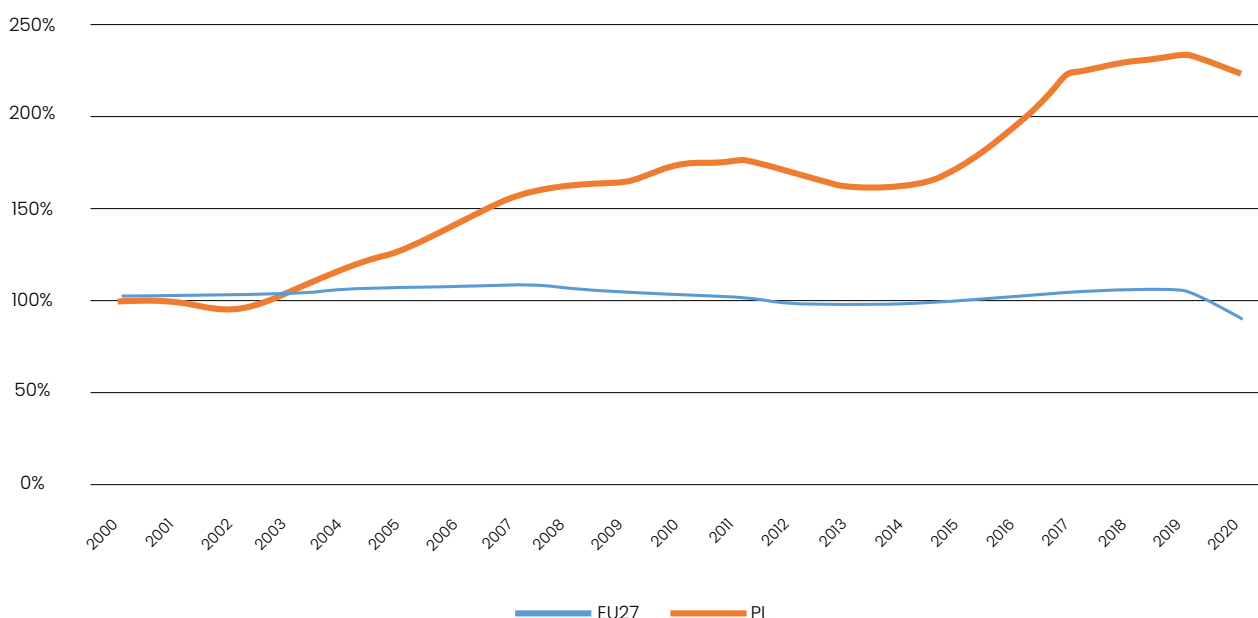
bliższej dekady. Zgodnie z nim, Unia Europejska powinna zredukować emisje o 55% w stosunku do roku 1990, co stanowi wzrost ambicji o 15 pkt. proc. w stosunku do poprzedniej legislacji zawartej w "Ramach polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030" z 2014 roku³. Tak ambitne cele stawiają Unię na froncie walki z globalnym ociepleniem klimatu.

Sektor transportu jest o tyle problematyczny, że emisje z niego pochodzące na poziomie całej Unii Europejskiej pozostają na praktycznie tym samym poziomie, co w roku 2000, natomiast w Polsce wzrosły o prawie 150%, co widać na Wykresie 1. W przypadku Polski, mieliśmy do czynienia z dość intensywnym wzrostem aktywności pasażerskiej i transportowej oraz z umiarkowanym wzrostem emisyjności w przeliczeniu na jednostkę aktywności. Z kolei na poziomie całej Unii Europejskiej, wzrost aktywności był równoważo-

ny spadkiem wskaźnika emisyjności. Dotychczasowe działania nie były w stanie doprowadzić do dekarbonizacji tego sektora, podczas gdy w energetyce, sektorze budynków czy przemyśle udało się osiągnąć znaczące redukcje emisji. Co więcej, wedle prognoz Komisji Europejskiej w UE w horyzoncie 2050 roku aktywność transportowa pasażerska wzrośnie o dalsze 42%, a towarowa o 60%, zaś w Polsce spodziewane są jeszcze większe wzrosty⁴. Transport jest więc obecnie jedną z głównych przeszkód stojących na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej.

O wyzwaniach stojących przed polskim sektorem transportu świadczą nie tylko rosnące od lat 90-tych emisje. W ostatnich latach obserwujemy stały wzrost udziału transportu indywidualnego w aktywności pasażerskiej, na co wpływ ma fakt, że oferta komunikacji zbiorowej nie ulega poprawie. Przykładowo, jak widać na Wykresie 2, dłu-

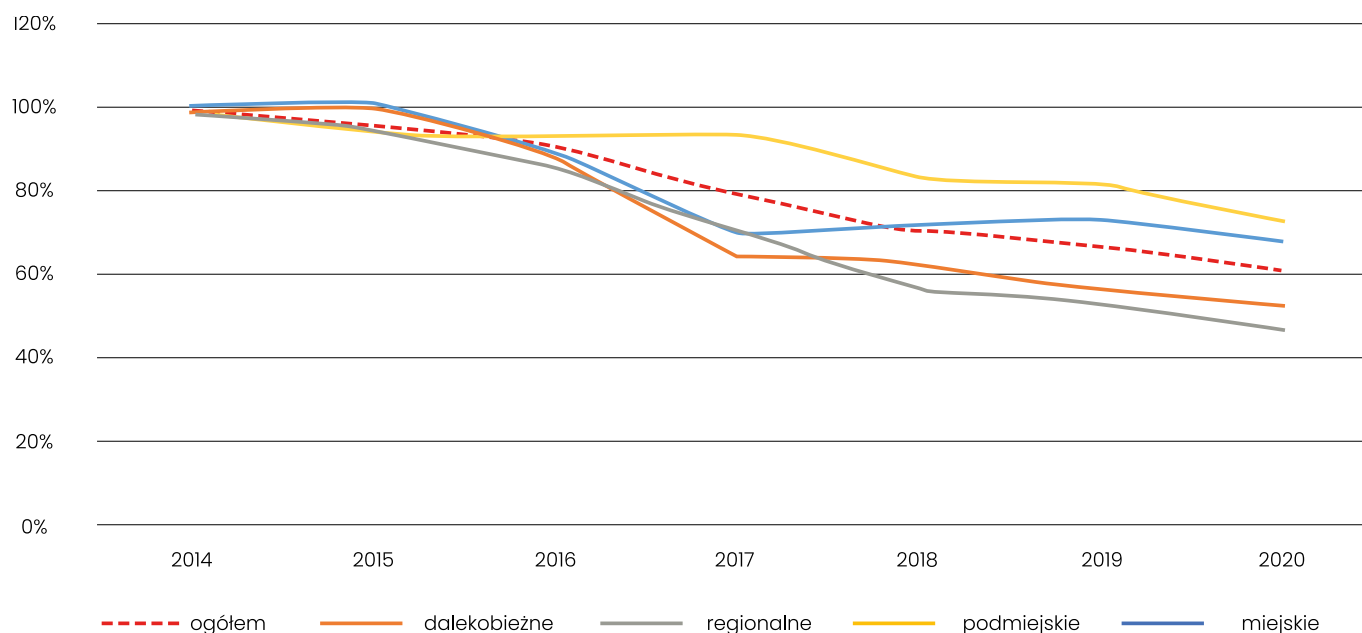
WYKRES 1. EMISJE CO₂ W SEKTORZE TRANSPORCIE PASAŻERSKIM I TOWAROWYM W POLSCE I UNII EUROPEJSKIEJ (2000 R. = 100%).



Źródło: Obliczenia własne CAKE/KOBiZE na podstawie bazy danych env_air_gge, Eurostat. [dostęp 05.09.2022]

³ <https://data.consilium.europa.eu/doc/document/ST-169-2014-INI/en/pdf>

⁴ <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC118353> (dostęp: 31.08.2022)

WYKRES 2. KRAJOWE LINIE REGULARNEJ KOMUNIKACJI AUTOBUSOWEJ W POLSCE W KILOMETRACH
(2014 R. = 100%).

Źródło: Obliczenia własne CAKE/KOBiZE na podstawie danych Banku Danych Lokalnych, GUS. Uwaga: Linie miejskie nie uwzględniają komunikacji miejskiej. [dostęp 05.09.2022]

gość linii regularnej komunikacji autobusowej wyrażona w km w ostatnich latach spadła o prawie 40%, a opis pogarszającej się sytuacji w polskiej kolei można znaleźć w książce Karola Trammera pod tytułem: „Ostre cięcie”⁵. Obecnie transport indywidualny (samochody osobowe) w Polsce stanowi ponad 75% całej aktywności, a pozostała część to transport kolejowy oraz autobusy. Transport indywidualny jest znacznie bardziej emisyjny niż zbiorowy, a drogi w Polsce są coraz bardziej zatłoczone – przekroczenie ich projektowanej przepustowości prowadzi do powstawania korków. Przyczynia się to dodatkowo do wysokiego poziomu zanieczyszczenia powietrza i powoduje ogromne straty ekonomiczne, szacowane przez European Court of Auditors na 270 miliardów euro⁶ w skali całej Unii. Jednym ze sposobów, aby odwrócić ten trend jest podejmowanie działań promujących transport publiczny.

Komisja Europejska proponuje trzy główne obszary w których można szukać ograniczenia redukcji emisji w sektorze transportowym⁷. Są to: a) wzrost efektywności systemu transportowego poprzez zachęcanie do korzystania z niskoemisyjnych form transportu, b) przyspieszenie wprowadzania niskoemisyjnych źródeł energii oraz c) wprowadzanie zeroemisyjnych pojazdów. Wydaje się, że ze względu na wciąż wysokie ceny niskoemisyjnych pojazdów w porównaniu do średnich zarobków w Polsce, postawienie w pierwszej kolejności na szerokie wsparcie transportu publicznego w Polsce może być właściwym rozwiązaniem.

Za transportem publicznym przemawia szereg dodatkowych argumentów. Popularyzacja transportu zbiorowego, nawet bez przechodzenia na niskoemisyjne pojazdy, nie przekłada się bezpośrednio (proporcjonalnie) na wzrost emisji. Przykładowo, obecnie średnie obciążenie pociągów

⁵ Trammer Karol, Ostre cięcie. Jak niszczone polską kolej. Wydawnictwo Krytyki Politycznej, Warszawa, 2019.

⁶ https://www.eca.europa.eu/Lists/ECADocuments/SR20_06/SR_Sustainable_Urban_Mobility_EN.pdf [dostęp: 31.08.2022]

⁷ https://ec.europa.eu/clima/eu-action/transport-emissions_en [dostęp: 31.08.2022]

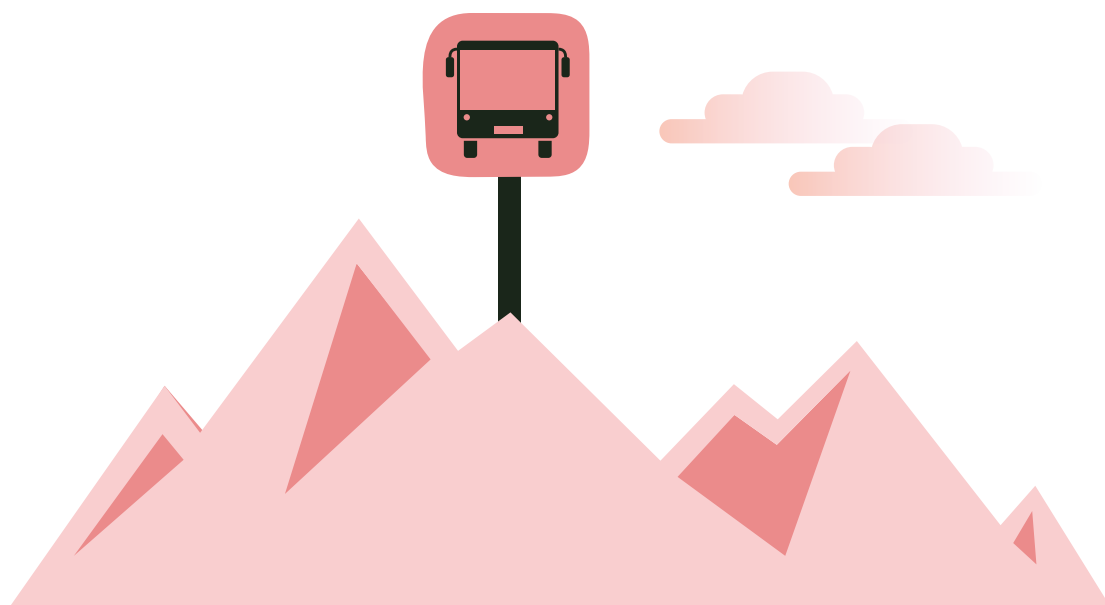
jest na poziomie 120 osób na skład, a więc istnieje możliwość zwiększenia wykonanej pracy przewozowej bez znaczącego wzrostu emisji. Zwiększenie liczby podróżujących tym środkiem transportu znacząco obniża emisję CO₂, ponieważ charakteryzuje się on niskim wskaźnikiem emisji na pasażerokilometr (pkm).

Transport zbiorowy może odegrać znaczącą rolę w osiągnięciu neutralności klimatycznej, szczególnie w kontekście dużych miast i aglomeracji miejskich. Ograniczenie emisyjności w miastach, w kontekście transportu powinno odbywać się w sposób zrównoważony. Usługi komunikacyjne powinny odpowiadać oczekiwaniom mieszkańców i być atrakcyjne cenowo, co powinno stymulować ich do rezygnacji z prywatnych form transportu na rzecz komunikacji miejskiej.

Dodatkowo, wykorzystanie technologii zeroemisyjnych w transporcie zbiorowym w znacznym stopniu przełoży się na poprawę jakości powietrza w miastach. W celu osiągnięcia ww. efektów, niezbędne są programy i systemy wsparcia dla

samorządów i organizatorów transportu zbiorowego na zakup pojazdów zeroemisyjnych (elektrycznych i wodorowych) i rozbudowę infrastruktury (stacje ładowania, tankowania wodoru) oraz realizację dodatkowych działań promujących transport publiczny i zwiększających atrakcyjność tego rodzaju przewozów np. poprzez obniżenie cen biletów lub wprowadzenie bezpłatnych przejazdów. Takie rozwiązania są coraz częściej wykorzystywane w Europie⁸.

W Polsce, jedną z odpowiedzi na te wyzwania jest program „Zielony Transport Publiczny” ogłoszony przez NFOŚiGW⁹. Program ten przewiduje dofinansowanie do zakupu zeroemisyjnych autobusów oraz budowy niezbędnej infrastruktury. W 2021 roku przeprowadzono 2 nabory wniosków o dofinansowanie, zaś przewidziany budżet programu opiewa na kwotę około 1,3 mld zł. Zgodnie z projektem Polskiej Strategii Wodorowej do 2025 r. w Polsce ma być zarejestrowanych 500 szt. autobusów wodorowych, zaś do 2030 r. ta liczba ma wzrosnąć do 2 tys. pojazdów z ogniwami paliwowymi na wodór¹⁰.



8 DW.com, Transport lokalny w Europie: wzrasta liczba darmowych biletów. <https://www.dw.com/pl/transport-lokalny-w-europie-wzrasta-liczba-darmowych-biletow/a-62038927> (dostęp: 31.08.2022)

9 NFOŚiGW „Zielony Transport Publiczny” <https://www.gov.pl/web/nfosigw/zielony-transport-publiczny-faza-i-2021> (dostęp: 2022-06-28)

10 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Warszawa 2021.



Zgodnie z projektem Polskiej Strategii Wodorowej do 2025 r. w Polsce ma być zarejestrowanych 500 szt. autobusów wodorowych, zaś do 2030 r. ta liczba ma wzrosnąć do 2 tys. pojazdów z ogniwami paliwowymi na wodór¹¹.

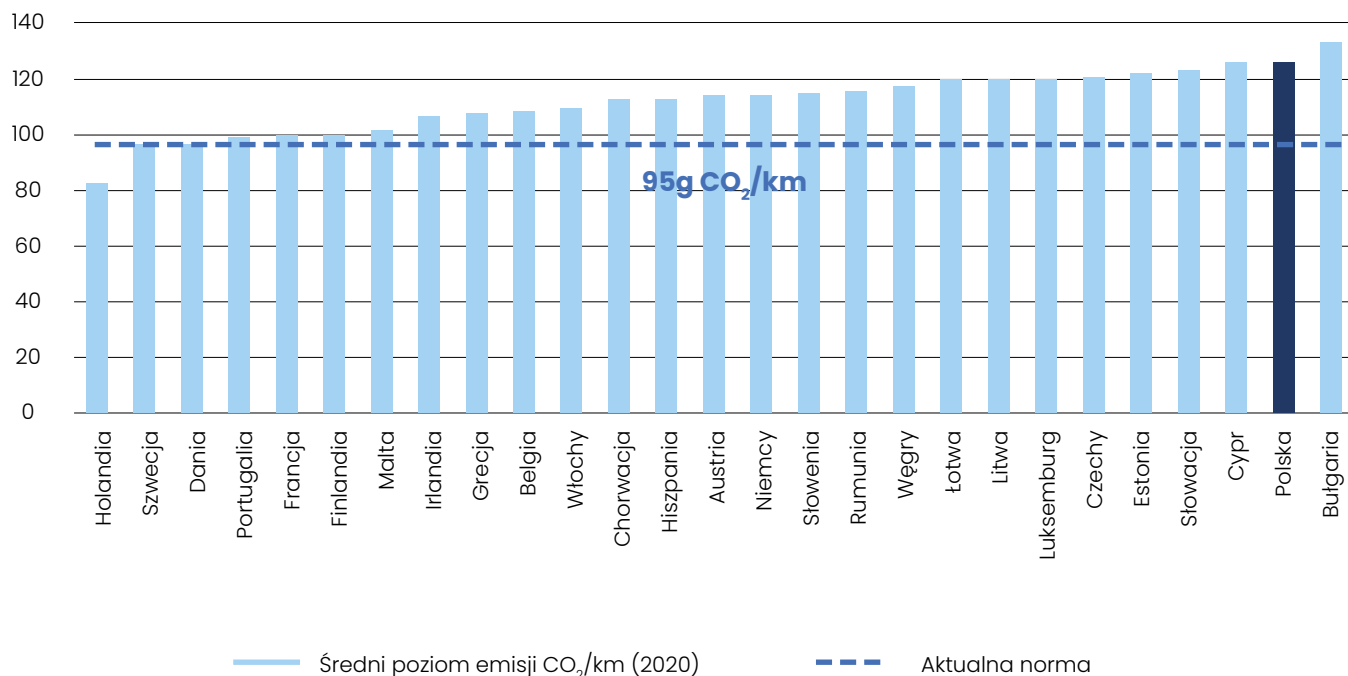
Wykorzystanie autobusów wodorowych w transporcie publicznym, obok autobusów elektrycznych, przyczyni się do osiągnięcia celów w zakresie niskoemisyjnego transportu określonych w Strategii na rzecz zrównoważonej i inteligentnej mobilności Komisji Europejskiej oraz PEP 2040¹². Od 2025 r. miasta o ludności powyżej 100 tys. mieszkańców będą również zobowiązane do zakupu wyłącznie bezemisyjnych pojazdów, by do 2030 r. osiągnąć zeroemisyjność floty komunikacji miejskiej.

Konsekwencje pakietu „Fit for 55”

Zaostrzenie średnich norm emisji CO₂ dla nowych samochodów osobowych

Propozycje zawarte w pakiecie „Fit for 55” zakładają, że normy emisji CO₂ w 2030 roku w stosunku do 2021 zostaną obniżone odpowiednio o 55% dla samochodów osobowych i o 50% dla samochodów dostawczych. W 2035 zakłada się, że średni poziom emisji w nowych autach osobowych i dostawczych będzie zerowy. Oznacza to, że będzie możliwy zakup jedynie samochodów elektrycznych i zasilanych wodorem. Na koniec 2020 roku wśród 27 państw członkowskich UE, tylko w trzech średnia emisja nowo sprzedanych samochodów osobowych spełniała obowiązujące normy (95g CO₂/km). W tym zestawieniu Polska uplasowała się na przedostatnim miejscu. Wynika to z niskiego udziału nowych zeroemisyjnych pojazdów.

WYKRES 3. ŚREDNIE EMISJE CO₂/KM DLA NOWYCH AUT OSOBOWYCH W KRAJACH UE27 W 2020 ROKU.



Źródło: Eurostat - <http://appsso.eurostat.ec.europa.eu/nui/show.do> [dostęp 14.07.2022]

¹¹ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Warszawa 2021.

¹² Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Polityka energetyczna Polski do 2040 r., Warszawa 2021.

dów w sprzedaży samochodów osobowych ze względu na wysoki koszt zakupu oraz niedostatecznie rozwiniętą infrastrukturę (stacje ładowania czy tankowania wodoru).

Objęcie systemem handlu emisjami transportu drogowego i budownictwa – system BRT ETS

Pakiet „Fit for 55” zakłada, że dla sektora budynków oraz transportu drogowego ustanowiony zostanie nowy system handlu uprawnieniami do emisji (BRT ETS). System ten podobnie, jak obecnie funkcjonujący EU ETS ma zapewnić, że w sektorach nim objętych zostanie osiągnięty ustalony cel redukcji emisji. Ze względu na znaczną liczbę małych podmiotów w sektorze budynków i transportu drogowego, w nowym systemie, regulacji będzie podlegać zużycie paliw wykorzystywanych do spalania w tych sektorach, a obowiązki rozliczania emisji nałożone zostaną na dystrybutorów paliw. Tym samym nowy system handlu uprawnieniami do emisji będzie obejmował paliwa stosowane w sektorze budynków i transporcie drogowym, w szczególności:

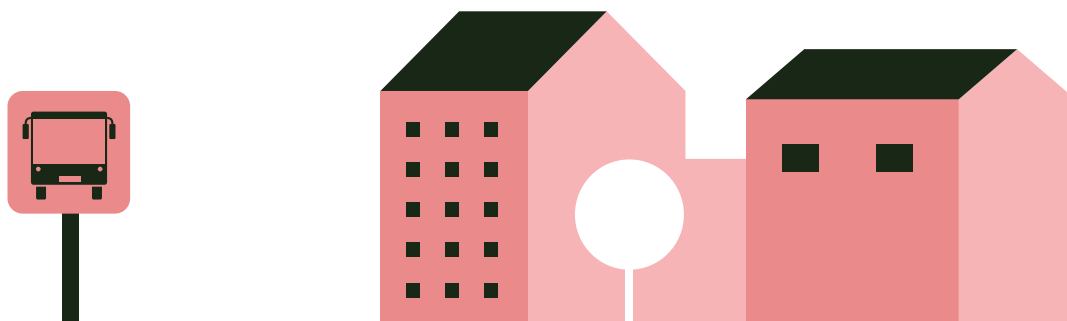
- transportie drogowym (z wyłączeniem wykorzystania pojazdów rolniczych na utwardzonych drogach),**
- emisje ze spalania paliw w budynkach handlowych i instytucjonalnych,**
- wszystkie emisje ze spalania paliw w gospo-**

darstwach domowych, ciepłowniach i elektrociepłowniach (dotychczas wyłączonych z systemu EU ETS).

Realizacja celów zaproponowanych w pakiecie „Fit for 55” może być trudna bez odpowiedniego rozwoju i wsparcia dla transportu publicznego. Szybkie przejście z samochodów osobowych z silnikami spalinowymi (ang. internal combustion engine – ICE) na pojazdy zeroemisyjne (ang. zero emissions vehicles – ZEV) w przypadku wielu grup społecznych może okazać się nierealne z uwagi na wysokie koszty zakupu czy niedostateczną infrastrukturę ładowania i prowadzić do wykluczenia komunikacyjnego. Dobrze zorganizowany i tani transport zbiorowy może w znacznym stopniu przyczynić się do zmian preferencji konsumentów i przeniesienia znacznej części aktywności pasażerskiej z aut osobowych na autobusy oraz kolej (w tym metro i tramwaje).

Scenariusze neutralności klimatycznej uwzględniające legislację pakietu „Fit for 55”

W opublikowanym przez CAKE/KOBiZE raporcie „Polska NET-ZERO 2050: Rola transportu publicznego w świetle pakietu „Fit for 55” i perspektywy roku 2050” przeanalizowano możliwe ścieżki rozwoju transportu pasażerskiego w Polsce. W odpowiedzi na wyzwania związane z nową legislacją



dotyczącą wprowadzenia zakazu sprzedaży spalinych samochodów osobowych od 2035 porównano dwa scenariusze analityczne:

•NEU_55 – zakładający do 2030 r. wdrożenie celów pakietu „Fit for 55”, a w perspektywie długoterminowej osiągnięcie 90% redukcji emisji w 2050 r. vs 1990 r. i zerowy poziom emisji netto z uwzględnieniem sektora użytkowania gruntów i leśnictwa (LULUCF). Sektor transportu zostaje objęty systemem handlu emisjami BRT ETS. Dodatkowo, od 2035 wprowadzony zostaje zakaz sprzedaży nowych spalinowych samochodów osobowych.

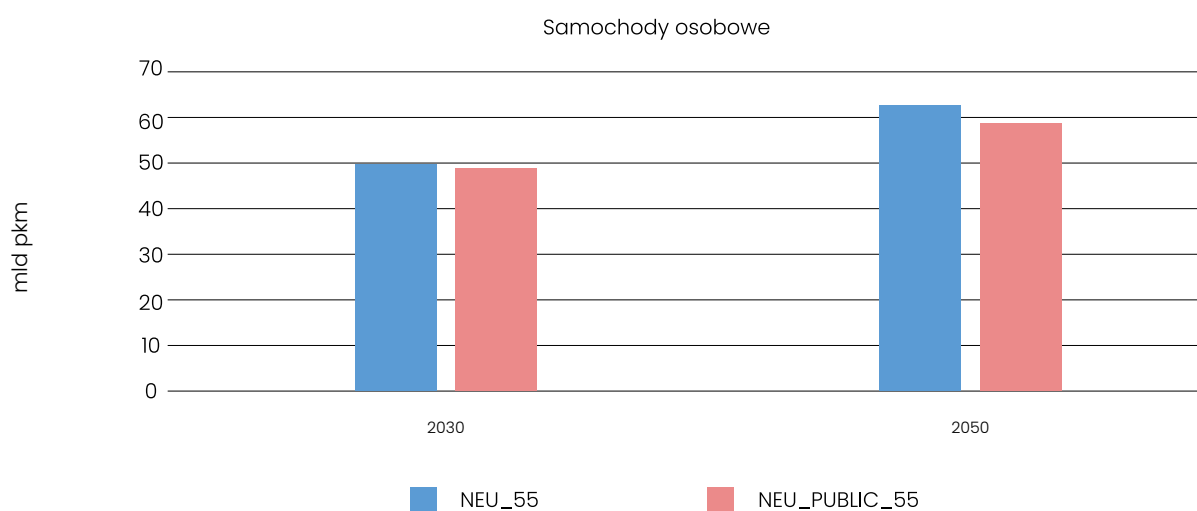
•NEU_PUBLIC_55 – scenariusz uwzględniający wszystkie elementy scenariusza NEU_55 oraz dodatkowo promowanie i dynamiczny rozwój transportu zbiorowego.

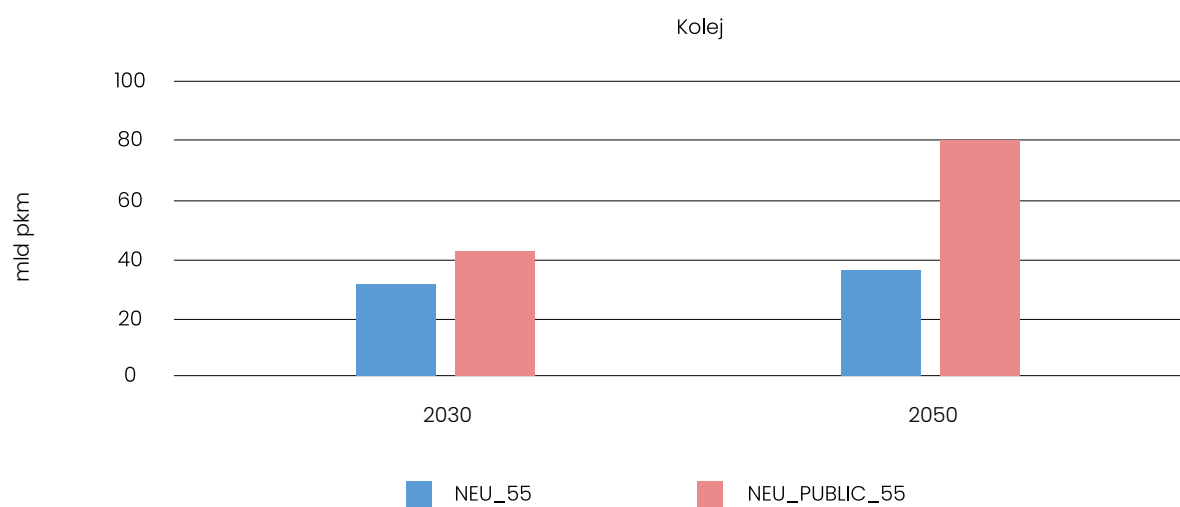
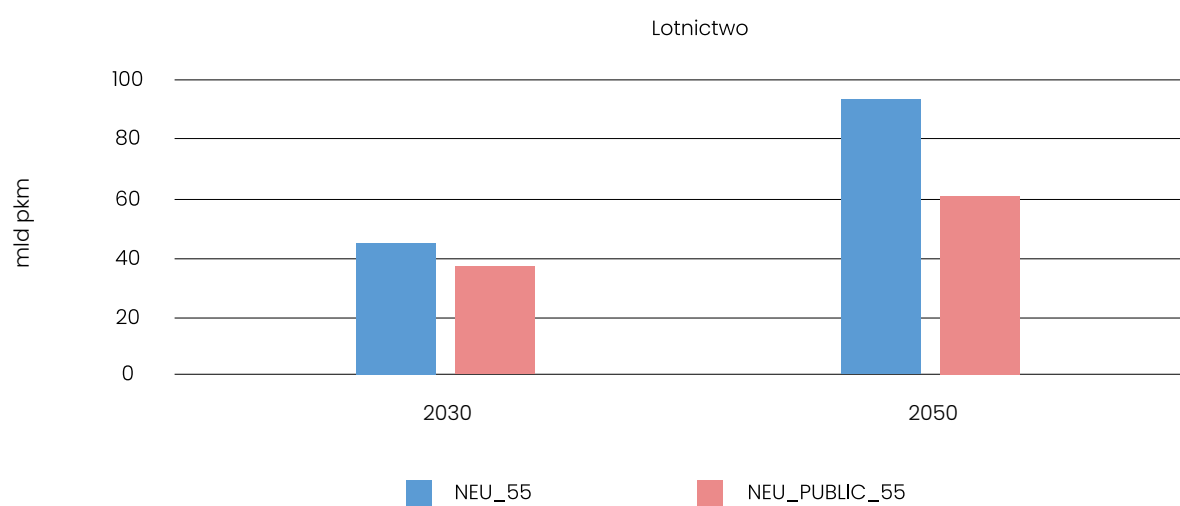
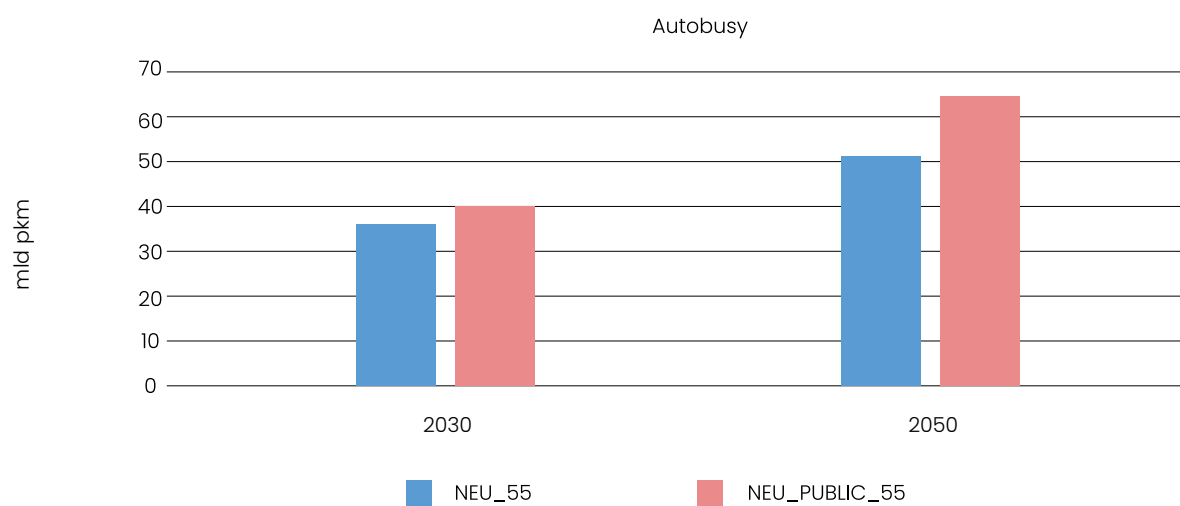
Porównanie wyników uzyskanych w obu scenariuszach wskazuje na rolę, jaką może odegrać transport publiczny w dążeniu do neutralności klimatycznej w Polsce.

Zmiany aktywności w transporcie pasażerskim

W Polsce transport pasażerski zdominowany jest przez indywidualny środek transportu, jakim są auta osobowe. Stwarza to problemy związane zarówno z emisją CO₂, zanieczyszczeniem powietrza oraz wysokim zatłoczeniem miast. W scenariuszu uwzględniającym wyłącznie wprowadzenie zakazu sprzedaży samochodów z silnikami ICE od 2035 roku nie dochodzi do zauważalnej zmiany preferencji konsumentów w wyborze środka transportu. Bez zdecydowanego ulepszenia oferty transportu publicznego może dojść do sytuacji, w której w dalszym ciągu będziemy korzystać głównie z transportu indywidualnego, który będzie droższy niż dotychczas ze względu na przejście na samochody zeroemisyjne (elektryczne i wodorowe), a część społeczeństwa nieposiadającą wystarczających środków na zakup tych pojazdów może dotknąć zjawisko wykluczenia komunikacyjnego.

WYKRES 4. AKTYWNOŚĆ TRANSPORTOWA W POLSCE W LATACH 2030 I 2050 (SCENARIUSZ NEU_55 VS NEU_PUBLIC_55).





Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

W scenariuszu NEU_PUBLIC_55 zauważalna jest rosnąca rola transportu publicznego, w szczególności kolei. Promowanie transportu publicznego powoduje przesunięcie znacznej części (około 20 mld pkm) aktywności pasażerskiej z transportu indywidualnego (auta osobowe) na transport publiczny (autobusy i kolej).



W scenariuszu NEU_PUBLIC_55 zauważalna jest rosnąca rola transportu publicznego, w szczególności kolei. Promowanie transportu publicznego powoduje przesunięcie znacznej części (około 20 mld pkm) aktywności pasażerskiej z transportu indywidualnego (auta osobowe) na transport publiczny (autobusy i kolej).

Promowanie transportu publicznego ma dodatkową zaletę, że przyczynia się do zastąpienia podróży samolotowych (loty krajowe i wewnątrz UE) przez kolej. Promocja transportu publicznego oraz zakaz sprzedaży spalinowych samochodów osobowych rozważane w scenariuszu NEU_PUBLIC_55 pozytywnie oddziałują na osiągnięcie założonych celów klimatycznych. Skuteczny i atrakcyjny cenowo transport publiczny wpłynie na zmiany preferencji konsumentów. Wzrost kosztów z tytułu eksploatacji spalinowych samochodów osobowych oraz aktualnie wysokie koszty zakupu pojazdów elektrycznych i wodorowych powinny stymulować do rezygnacji z prywatnych form transportu na korzyść transportu publicznego. Poza oczekiwaną redukcją emisji, przyczyni się to również to zniwelowania natężenia ruchu w miastach.

Redukcje emisji CO₂

Zmiany w aktywności pasażerskiej będą w przyszłości przekładać się na redukcję emisji CO₂ w transporcie. Jednoczesne promowanie transportu publicznego i wprowadzenie zakazu sprzedaży spalinowych samochodów osobowych od 2035 r. pozwala na osiągnięcie ok. 74% redukcji emisji CO₂ w 2050 względem roku 2020.



Jednoczesne promowanie transportu publicznego i wprowadzenie zakazu sprzedaży spalinowych samochodów osobowych od 2035 r. pozwala na osiągnięcie ok. 74% redukcji emisji CO₂ w 2050 względem roku 2020.

Pozostałe emisje w transporcie pasażerskim są na poziomie ok. 8 Mt, a ich głównymi źródłami będą spalinowe samochody osobowe pozostające w użytkowaniu oraz transport lotniczy.

Realizacja scenariusza uwzględniającego wyłączenie zakaz sprzedaży samochodów spalinowych prowadzi do niższych redukcji do 2050 roku, co wynika z mniejszego wykorzystania transportu publicznego (szczególnie kolei). Jednakże brak rozwiązań po stronie regulacyjnej stwarza ryzyko, że zarówno po stronie konsumentów jak i producentów w dalszym ciągu będą dominować samochody z silnikami spalinowymi. Dlatego też, należy przyjąć że optymalne będzie rozwiązanie pośrednie polegające zarówno na wprowadzeniu odpowiednich ograniczeń prawnych w sprzedaży lub produkcji aut spalinowych, jak i promocja transportu publicznego.

TABELA 1. POZIOMY EMISJI I ZMIANY POZIOMÓW EMISJI W POLSCE WG ANALIZOWANYCH SCENARIUSZY W 2030 I 2050 ROKU W STOSUNKU DO ROKU 2020.

		2030	2050
Emisje – transport pasażerski (Mt CO ₂)	NEU_55	27,4	10,1
	NEU_PUBLIC_55	26,8	8,2
Zmiana poziomu emisji CO ₂ względem 2020 roku – transport pasażerski	NEU_55	-11%	-67%
	NEU_PUBLIC_55	-13%	-74%

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

Rozwój drogowego transportu zbiorowego

Rozwój transportu zbiorowego wiąże się ze wzrostem liczby autobusów, w szczególności elektrycznych i napędzanych wodorem. W scenariuszu promowania transportu publicznego udział zeroemisyjnych autobusów we flocie sięga ok. 10% w 2030 r. i dotyczy głównie transportu miejskiego. Jest to zgodne z celem zakładanym w PEP2040 dotyczącym zeroemisyjnej floty autobusów w komunikacji miejskiej do 2030 roku.

Wraz z rozwojem technologii zeroemisyjnych wykorzystanie autobusów elektrycznych i wodorowych będzie możliwe również na dłuższych dystansach. W 2040 roku udział ten wzrasta do ok. 40% a w 2050 roku do ponad 70%. Pełne odejście od autobusów z silnikami spalinowymi do 2050 nie jest możliwe z uwagi na rosnącą aktywność pasażerską oraz ich szerokie wykorzystanie, szczególnie w przejazdach międzymiastowych czy międzynarodowych.

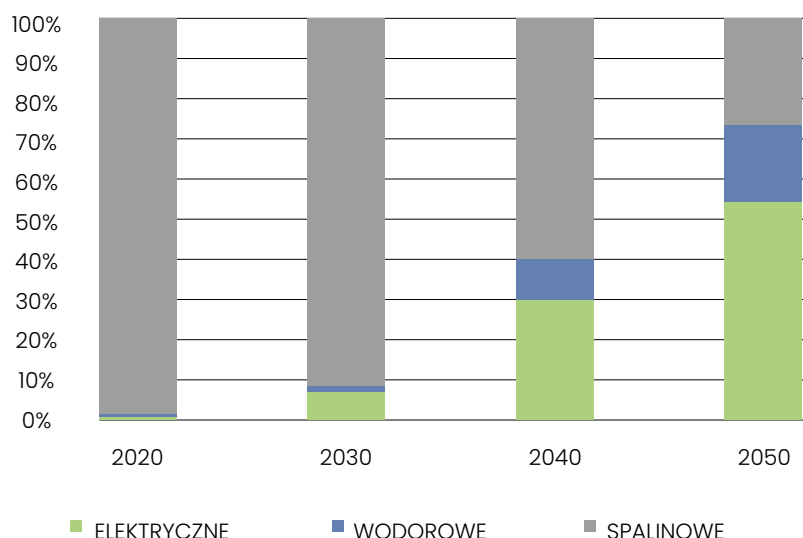
Zapotrzebowanie na energię elektryczną i wodór

Zarówno powszechne wykorzystanie zeroemisyjnych samochodów osobowych, jak i rozwój transportu publicznego będzie generowało dodatkowy popyt na energię elektryczną i wodór. Do 2030 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w transporcie pasażerskim wzrośnie do 7-8 TWh.



Do 2030 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną w transporcie pasażerskim wzrośnie do 7-8 TWh.

Wynika to ze wzrostu liczby elektrycznych samochodów osobowych oraz zwiększonej aktywności w transporcie zbiorowym (kolej i autobusy). W 2050 roku zużycie energii elektrycznej w sektorze transportu pasażerskiego może sięgnąć poziomu ok. 34 TWh (ok. 10% zapotrzebowania na

WYKRES 5. STRUKTURA FLOTY AUTOBUSÓW W POLSCE W LATACH 2020 – 2050 WG TYPU NAPĘDU W SCENARIUSZU NEU_PUBLIC_55.

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

energię elektryczną w Polsce). Ponad 75% energii elektrycznej zużywane będzie przez samochody osobowe. Natomiast zużycie energii elektrycznej przez kolej zwiększa się 3 krotnie w okresie 2020–2050.

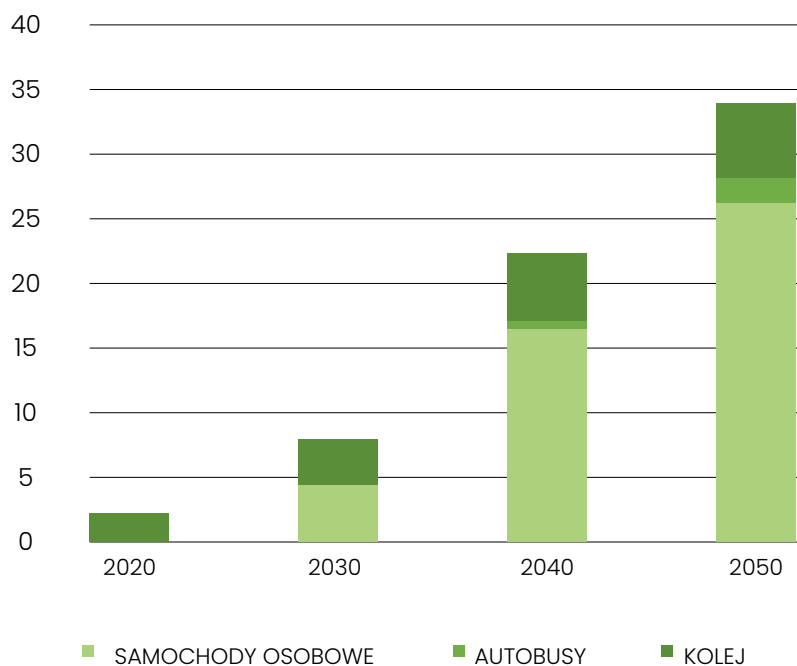
Początkowo, pojazdy wodorowe będą wykorzystywane głównie w ramach transportu publicznego (autobusy – ok. 2 tys. sztuk we flocie do 2030 roku). W 2030 r. zapotrzebowanie na wodór z tytułu ich eksploatacji wynosić będzie poniżej 2 kt. Istotne wykorzystanie technologii wodorowych obserwowane jest po 2035 roku. Zarówno autobusy, jak i auta osobowe wykorzystujące wodór są znacznie droższe od pojazdów wykorzystujących energię elektryczną, stąd ich udział będzie niższy. W 2050 r. zapotrzebowanie na wodór w transporcie pasażerskim może wynieść ponad 50 kt i będzie dotyczyć w niemal równym stopniu aut osobowych i autobusów. Pojawiające się koncepcje wykorzystania technologii wodorowej w kolei może zwiększyć to zapotrzebowanie¹³.

Rozwój transportu publicznego w Polsce na tle UE27 – elektryfikacja i wodoryzacja parku autobusów.

W 2020 r. udział autobusów zeroemisyjnych zarówno w Polsce, jak i innych krajach UE nie przekraczał 1%. Rozwój transportu zbiorowego, w szczególności kołowego może przyspieszyć proces dekarbonizacji transportu. Zwiększanie oferty transportu zbiorowego będzie wiązało się ze zwiększeniem floty pojazdów. Wprowadzenie nowych pojazdów zeroemisyjnych nie spowoduje zatem powstania nadmiernych kosztów związanych z wczesnym wycofaniem z użycia istniejących pojazdów spalinowych. Co więcej, wprowadzenie do użytku nowych autobusów elektrycznych i wodorowych nie stanowi problemu w transporcie miejskim z uwagi na dostępność technologii i programów wsparcia do ich zakupu. W scenariuszu neutralności rozszerzonym o promocję transportu zbiorowego w 2030 roku odsetek ze-

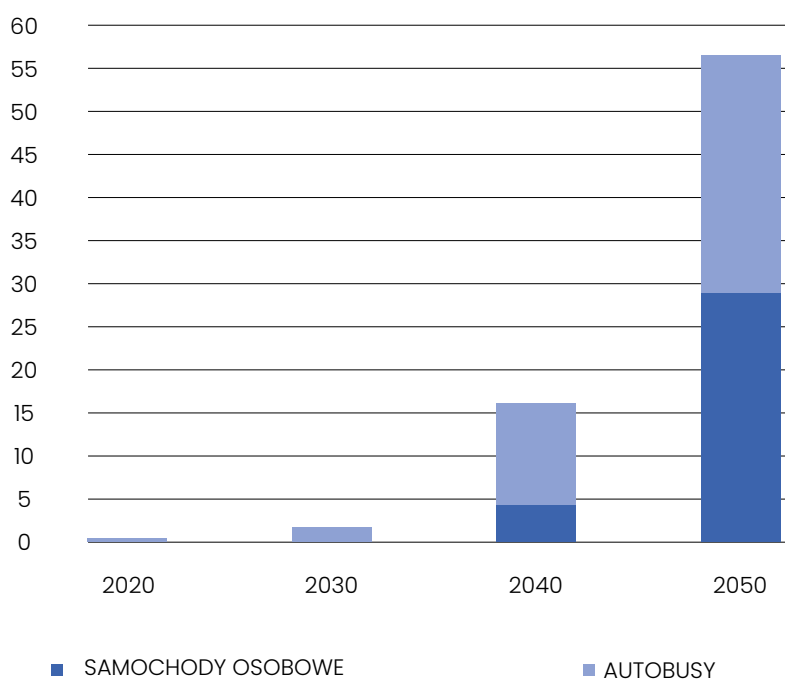
¹³ <https://www.alstom.com/pl/press-releases-news/2022/5/pkn-orlen-i-alstom-ze-wspolpraca-na-rzecz-kolei-wodorowej> [dostęp 29.07.2022]

WYKRES 6. ZAPOTRZEBOWANIE NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ W TRANSPORCIE PASAŻERSKIM [W TWH] W POLSCE W SCENARIUSZU NEU_PUBLIC_55.

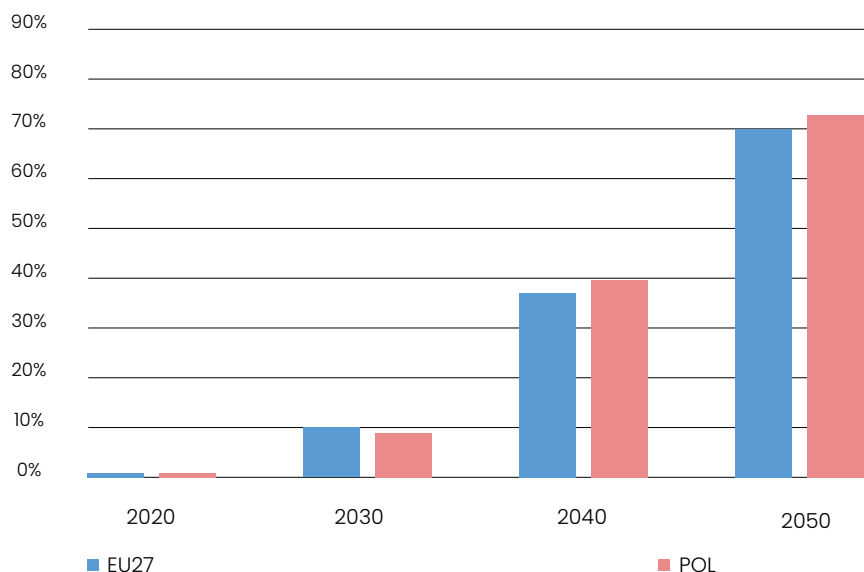


Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

WYKRES 7. ZAPOTRZEBOWANIE NA WODÓR W TRANSPORCIE PASAŻERSKIM [W KT] W POLSCE W SCENARIUSZU NEU_PUBLIC_55.



Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBIZE

WYKRES 8. UDZIAŁ ZEROEMISYJNYCH AUTOBUSÓW W FLOCIE W POLSCE NA TLE UE27 W SCENARIUSZU NEU_PUBLIC_55.

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

roemisyjnych autobusów w Polsce i UE27 może wynieść niecałe 10% (w Polsce o 1 pkt. proc. poniżej średniej UE27). Po 2030 roku przewidujemy istotną dekarbonizację floty autobusów w Polsce, jak i UE27. W 2040 roku prawie 40% to autobusy zeroemisyjne, natomiast w 2050 roku ok. 70%. Warty podkreślenia jest fakt, że w Polsce impuls cenowy dla użytkowników być może przyniesie większe rezultaty niż średnia dla krajów UE27. W 2040 jak i 2050 roku udział zeroemisyjnych autobusów w Polsce może być o ok. 2,5 pkt. proc. wyższy niż średnia dla krajów UE27.

Koszty promowania transportu publicznego

Koszty promowania transportu zbiorowego uwzględniają niższe koszty jego użytkowania oraz pracę przewoźową, jaką muszą pokonać autobusy oraz pociągi aby zaspokoić popyt konsumentów. W scenariuszu promowania transportu publicznego pod wpływem bodźca cenowego, zmiana ulega zarówno struktura przejazdów, jak również łączna praca przewoźowa w ramach danego środka transportu.

Promowanie transportu publicznego będzie wymagało ok. 7 mld EUR dodatkowych nakładów w przypadku kolei i ok. 40 mld EUR w przypadku autobusów. Są to nakłady związane z obniżeniem kosztów przejazdów, co bezpośrednio wpływa na cenę biletu dla pasażerów (wybór konsumenta oparty jest nie o poziom kosztów, ale ich relację w stosunku do poziomu wyjściowego). W przy-

TABELA 2. KOSZTY PROMOWANIA TRANSPORTU PUBLICZNEGO W POLSCE W OKRESIE 2025 – 2050 W SCENARIUSZU NEU_PUBLIC_55.

	Skumulowane koszty (2025 – 2050) (miliardy EUR)	Średnioroczne koszty (2025 – 2050) (miliardy EUR)
Kolej	6,90	0,30
Autobusy (ogółem)	39,60	1,60
Autobusy miejskie	4,40	0,20

Źródło: Opracowanie własne CAKE/KOBiZE

padku transportu miejskiego (drogowego), gdzie koszty podróży zostały w większym stopniu obniżone niż w transporcie pozamiejskim koszty te będą stanowiły ok. 10% nakładów na promowanie transportu autobusami.

W okresie 2025 – 2050 średnioroczne nakłady mogą wynieść ok. 0,3 mld EUR dla kolei i 1,6 mld EUR dla autobusów. Koszty ponoszone na rzecz promowania transportu publicznego dotyczyć będą zarówno obniżenia opłat za przejazd jak i niezbędnych inwestycji związanych z transformacją taboru w kierunku zeroemisyjnym oraz utrzymaniem i zapewnieniem odpowiedniej oferty komunikacyjnej.

Podsumowanie

Transformacja sektora transportu pasażerskiego powinna zakładać dynamiczny rozwój transportu publicznego drogowego i kolejowego. Wzrost aktywności pasażerskiej w transporcie publicznym może zredukować transport indywidualny o ok. 7% oraz pozwoli również istotnie obniżyć aktywność lotniczą. Liczba pasażerokilometrów w lotnictwie w 2050 roku w Polsce w scenariuszu promującym transport zbiorowy może być niższa o ok. 30 mld pasażerokilometrów niż w scenariuszu NEU_55

(spadek o ok. 35%). Wynika to z możliwości substitucji lotów krajowych i na krótkich dystansach przez przejazdy kolejowe.

W wyniku transformacji drogowego transportu zbiorowego wzrośnie liczba zeroemisyjnych autobusów wykorzystujących energię elektryczną i wodor. W scenariuszu promującym transport publiczny liczba elektrycznych autobusów w Polsce osiągnie poziom ok. 6 tys. w 2030 roku i ok. 70 tys. w 2050 r. (ok. 53% parku pojazdów). W początkowym okresie udział autobusów wodorowych w Polsce będzie stosunkowo niski – ok. 2 tys. sztuk w 2030 roku. Jednakże, wraz z postępem technologii wodorowej ich wykorzystanie będzie wzrastać. Liczba autobusów wodorowych w Polsce w 2050 roku może wynieść ok. 25 tys. sztuk, co stanowić będzie około 20% floty.

Do 2030 wykorzystanie zeroemisyjnych autobusów będzie dotyczyło głównie miast i przejazdów na krótkich dystansach (ok. 10% floty w 2030). Jednakże, coraz większe wykorzystanie technologii zeroemisyjnych będzie pociągać za sobą rosnące zapotrzebowanie na energię elektryczną i wodor. W scenariuszu promowania transportu publicznego popyt na energię elektryczną

w transporcie pasażerskim (auta osobowe, autobusy i kolej) wyniesie ok. 34 TWh w 2050 roku, co odpowiada ok. 10% przewidywanego zapotrzebowania na energię w Polsce¹⁴. Zapotrzebowanie na wodór w transporcie pasażerskim w najbliższych latach będzie dotyczyć głównie autobusów wodorowych. W 2030 r. będzie ono na poziomie ok. 2 kt. W 2050 roku liczba ta może znacznie wzrosnąć do ponad 50 kt i będzie obejmować zarówno wodorowe autobusy, jak i auta osobowe.

Transport publiczny powinien odegrać istotną rolę w dążeniu do neutralności klimatycznej. Dodatkowo, dobrze zorganizowany i atrakcyjny cenowo transport zbiorowy może pomóc w rozwiązywaniu problemów o charakterze społecznym tj. wykluczenie komunikacyjne. Aktualnie dostępne technologie zeroemisyjne (wykorzystujące energię elektryczną i wodór) stwarzają możliwości stosunkowo szybkiej wymiany floty autobusów, szczególnie w transporcie miejskim. Dlatego też istotne jest podejmowanie działań promujących transport publiczny stwarzając realną alternatywę dla transportu indywidualnego, a tym samym przyczyniając się do realizacji celów klimatycznych.

Bibliografia

1. Komisja Europejska (2019) The European Green Deal, Communication from the Commission To The European Parliament, The European Council, The Council, The European Economic And Social Committee And The Committee Of The Regions.
2. Komisja Europejska (2019) Transport in the European Union, Current trends and issues.
3. European Court of Auditors (2019), Urban mobility in the EU.
4. Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021), Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 z perspektywą do roku 2040.
5. Ministerstwo Klimatu i Środowiska (2021), Polityka energetyczna Polski do 2040 r.
6. NFOŚiGW „Zielony Transport Publiczny” <https://www.gov.pl/web/nfosigw/zielony-transport-publiczny-faza-i-2021> (dostęp 2022-06-28)
7. Simone Tagliapietra, Georg Zachmann (2018), Addressing Europe's Failure To Clean Up The Transport Sector, Bruegel policy brief.
8. Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrka, M., Boratyński, J., Jeszke, r., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022), Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r., Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE)
9. Trammer Karol (2019), Ostre cięcie. Jak niszczone polską kolej, Wydawnictwo Krytyki Politycznej.
10. <https://www.alstom.com/pl/press-releases-news/2022/5/pkn-orlen-i-alstom-ze-wspolpraca-na-rzecz-kolei-wodorowej> (dostęp 29.07.2022)
11. <https://www.dw.com/pl/transport-lokalny-w-europie-wzrasta-liczba-darmowych-biletow/a-62038927> (dostęp 31.08.2022)



¹⁴ Tatarewicz, I., Lewarski, M., Skwierz, S., Pyrka, M., Boratyński, J., Jeszke, r., Witajewski-Baltvilks, J., Sekuła, M. (2022). Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r. Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy / Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE), Warszawa.



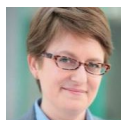
Środki równoważne na rzecz redukcji emisji jako podstawa stosowania odstępstw dla małych instalacji w systemie EU ETS

Autorzy:

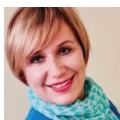
Dr Joanna E. Bukowska, Zespół Prawny, KOBiZE

Dr Olha Sushyk, Zespół Prawny, KOBiZE

Środki równoważne na rzecz redukcji emisji jako podstawa stosowania odstępstw dla małych instalacji w systemie EU ETS¹



Autor:
Dr Joanna Bukowska



Autor:
Dr Olha Sushyk

Streszczenie

System EU ETS został zaprojektowany jako rozwiązanie o charakterze powszechnym, które skupia określone kategorie uczestników (instalacje oraz operatorów lotniczych), stymulując ich do ograniczania emisji gazów cieplarnianych poprzez nałożenie obowiązku rozliczania emisji specjalnie do tego celu wykreowaną „walutą” jaką stanowią uprawnienia do emisji. Wartość tej waluty jest ustalana przez rynek, a jej stale zmniejszająca się podaż jest przedmiotem starannie zaprojektowanych przez prawodawcę unijnego mechanizmów regulacyjnych.

W systemie tym zaprojektowano jednak pewne odstępstwa, które pozwalają niektórym kategoriom uczestników osiągać cele redukcyjne za pomocą innych rozwiązań, w założeniu bardziej

dostępnych, generujących mniejsze obciążenia administracyjne i koszty. Rozwiązania te Dyrektywa EU ETS określa mianem środków równoważnych. W praktyce regulacyjnej różnych państw członkowskich wypracowano stosunkowo szeroki wachlarz rozwiązań uznanych za środki równoważne, a zatem środki, które mają przynieść równoważny efekt redukcyjny, w stosunku do tego, jaki jest następstwem objęcia danego podmiotu systemem EU ETS. W niniejszym artykule Autorki przybliżają instytucję odstępstw dla małych instalacji przewidzianych w art. 27 Dyrektywy EU ETS oraz środków równoważnych, które są jej elementem. Dokonują także przeglądu środków równoważnych stosowanych w praktyce regulacyjnej różnych państw członkowskich.

¹ Artykuł jest kontynuacją badań prowadzonych w ramach projektu „Baza wiedzy o zmianach klimatu i adaptacji do ich skutków oraz kanałów jej upowszechniania w kontekście zwiększenia odporności gospodarki, środowiska i społeczeństwa na zmiany klimatu oraz przeciwdziałania i minimalizowania skutków nadzwyczajnych zagrożeń” współfinansowanego ze środków UE – POiŚ, realizowanego w IOŚ-PIB w latach 2017–2022.

Wprowadzenie

W wielu obszarach prawa Unii Europejskiej (UE) obowiązują przepisy, które umożliwiają państwom członkowskim skorzystanie z odstępstw od stosowania niektórych wymagań wprowadzonych prawem UE. Korzystanie z odstępstw odbywa się najczęściej pod warunkiem notyfikacji tego typu decyzji Komisji Europejskiej lub pod warunkiem

spełnienia innych wymagań określonych w przepisach unijnych. Przykłady tego rodzaju rozwiązań można odnaleźć również w dyrektywie 2003/87/WE ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych we Wspólnocie² (dalej: dyrektywa EU ETS) oraz w aktach nieustanowionych wydanych na jej podstawie. Dyrektywa EU ETS przewiduje pewne rozwiązania, które umożliwiają państwom członkowskim znie-

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, 25.10.2003, str. 32–46, ze zmianami.

sienie wymogu realizacji niektórych obowiązków związanych z uczestnictwem w systemie handlu uprawnieniami do emisji (dalej: system EU ETS), w tym także tych, które stanowią immanentną cechę systemu, jak na przykład obowiązek rozliczania emisji gazów cieplarnianych.



Dyrektywa EU ETS przewiduje pewne rozwiązania, które umożliwiają państwom członkowskim zniesienie wymogu realizacji niektórych obowiązków związanych z uczestnictwem w systemie handlu uprawnieniami do emisji (dalej: system EU ETS), w tym także tych, które stanowią immanentną cechę systemu, jak na przykład obowiązek rozliczania emisji gazów cieplarnianych.

Na potrzeby niniejszej pracy na określenie tego typu rozwiązań będziemy używali określenia „wyłączenie” aby podkreślić z jednej strony związek tej instytucji z dyrektywą EU ETS, która posługuje się tego rodzaju terminologią, z drugiej zaś, aby zaakcentować fakt, że w czasie objęcia instalacji tego rodzaju rozwiązaniami, nie uczestniczy ona w pełni w reżimie systemu EU ETS i nie realizuje podstawowego obowiązku uczestnika systemu, tj. obowiązku rozliczenia wielkości emisji.

Wyłączenia zostały przewidziane w art. 27 i art. 27a dyrektywy EU ETS³. Implikują one w odniesieniu do określonych grup podmiotów zniesienie lub istotną modyfikację większości obowiązków związanych z uczestnictwem w systemie. Rozwiązania te nie mają jednorodnego charakteru, mogą mieć one formę bezwarunkowego zniesienia tych

obowiązków albo wyłączenia warunkowego, które powiązane jest koniecznością poddania instalacji innego rodzaju wymaganiom, mającym zapewnić określony efekt związany z ograniczeniem emisji z instalacji.

W 2009 r. na gruncie nowelizacji dyrektywy EU ETS (art. 27) wprowadzono wyłączenie dla tzw. małych instalacji, które z jednej strony miało umożliwić tym instalacjom podejmowanie działań na rzecz ograniczania emisji, z drugiej zaś zapewnić większą elastyczność w kwestii wyboru odpowiedniego sposobu ograniczania emisji, w konsekwencji również złagodzić obciążenia administracyjne, jakie implikuje uczestnictwo w systemie. Stosowanie tego odstępstwa na gruncie dyrektywy nie jest jednak bezwarunkowe. Prawodawca unijny wychodzi z założenia, że korzystające z nich podmioty powinny podejmować wysiłek redukcyjny podobnie jak uczestnicy systemu EU ETS. Stąd też derogacja ta wiązała się z koniecznością spełnienia przez instalacje dodatkowych warunków (poddania takich instalacji tzw. środkiem równoważnym).



Stosowanie tego odstępstwa na gruncie dyrektywy nie jest jednak bezwarunkowe. Prawodawca unijny wychodzi z założenia, że korzystające z nich podmioty powinny podejmować wysiłek redukcyjny podobnie jak uczestnicy systemu EU ETS. Stąd też derogacja ta wiązała się z koniecznością spełnienia przez instalacje dodatkowych warunków (poddania takich instalacji tzw. środkiem równoważnym).

³ Warto na wstępie podkreślić, że rozwiązania te są zarezerwowane dla podmiotów, które prowadzą działalność w mniejszej skali, na co wskazuje m.in. operowanie kryterium mocy zainstalowanej w instalacji, oraz kryterium wielkości emisji generowanej z instalacji w ciągu roku. Skala działalności prowadzonej w instalacji przekłada się co zrozumiale na wpływ danego podmiotu na powstawanie efektu cieplarnianego, stąd można sformułować wniosek, że rozwiązania te mają dodatkowy wymiar jakim jest zapewnienie instalacjom większej elastyczności w zakresie osiągania celów redukcyjnych.

Inny charakter miało natomiast rozwiązanie wprowadzone w 2018 r. Dyrektywa EU ETS została wówczas wzbogacona o regulacje dotyczące opcjonalnego wyłączenia przez państwa członkowskie tzw. mikroinstalacji (art. 27a). Podstawowym kryterium derogacji jest w tym przypadku generowanie niewielkich ilości gazów cieplarnianych (mniej niż 2,5 tys. ton CO₂ rocznie).

Podkreślenia wymaga również to, że kryteria ustalone w dyrektywie mają status minimalny (harmonizacja minimalna), w tym sensie, że państwa członkowskie konstruując system wyłączeń w prawie krajowym mogą zastosować kryteria bardziej restrykcyjne lub wprowadzić dodatkowe kryteria stosowania odstępstw, które nie zostały przewidziane w dyrektywie.

W dalszej części niniejszego artykułu przedstawimy zasady, na jakich dyrektywa EU ETS dopuszcza możliwość wprowadzenia odstępstw dla małych instalacji objętych systemem, a także zaprezentujemy przykłady środków równoważnych, które wprowadziły niektóre państwa członkowskie w ramach upoważnienia przewidzianego w art. 27 Dyrektywy EU ETS.

Przesłanki wyłączenia małych instalacji na podstawie art. 27 Dyrektywy EU ETS

Decyzja o wprowadzeniu odstępstw dla małych instalacji jest podejmowana w sposób indywidualny przez poszczególne państwa członkowskie.

Dyrektywa EU ETS wskazuje, że objęcie danej jednostki wyłączeniem może nastąpić po przeprowadzeniu konsultacji z prowadzącym instalację, a więc to od decyzji prowadzącego instalację bę-

dzie zależało to, czy konkretna instalacja zostanie ostatecznie objęta odstępstwem, czy też w systemie pozostanie.

Wyłączenia przewidziane w art. 27 dyrektywy mają zatem charakter dobrowolny. W państwach, które w okresie rozliczeniowym 2013–2020 zdecydowały o wprowadzeniu wyłączeń dla małych instalacji i były poprzedzone szeroko zakrojonymi konsultacjami, odnotowano stosunkowo dużą grupę instalacji, deklarujących chęć skorzystania z wyłączenia. Dodatkowo z wyłączeń stosunkowo często korzystają instalacje należące do sektora wytwórców wyrobów ceramicznych, wśród których w większości państw członkowskich notuje się duży udział małych i średnich przedsiębiorstw⁴.

W bieżącym okresie rozliczeniowym istotnym czynnikiem determinującym podejmowanie decyzji o objęciu instalacji wyłączeniami, jest cena uprawnień do emisji, które muszą nabywać prowadzący instalacje, aby dopełnić obowiązku rozliczenia emisji. Wysoka cena uprawnień i rokowania co do jej dalszego wzrostu może zwiększyć zainteresowanie tym mechanizmem⁵.

Wprowadzanie mechanizmu wyłączeń, rozpoczyna zebranie wniosków od prowadzących instalacje. Wniosek składany przez instalację podlegającą wyłączeniu ma dostarczyć organom państwa informacji na temat spełniania przez instalację określonych przesłanek wyłączenia. W pierwszej kolejności należy wykazać przesłankę dotyczącą poziomu emisji. Instalacja podlegająca wyłączeniu musi utrzymywać emisję na poziomie mniejszym niż 25 tys. ton CO₂ rocznie w każdym z 3 ostatnich lat przed terminem złożenia wniosku. W przypadku instalacji spalania, instalacja

⁴ Tak np. J. Brock, E. Bonifazi, Ch. Thorpe, S. Morgan-Price, A.L. Kaar, Preparation for the implementation of the EU ETS provisions for small installations. Best Practice Guidance, Ricardo Energy & Environment 2019, Issue No. 3, s. 4.

⁵ Zmiany cen uprawnień do emisji są następstwem nie tylko reakcji uczestników rynku uprawnień, ale również wprowadzania mechanizmów takich jak np. mechanizm rezerwy stabilizacyjnej. Mechanizmy te mają na celu utrzymywanie odpowiednio wysokiego poziomu cen na rynku, aby wzmocnić efekt redukcyjny systemu EU ETS. Szerzej na ten temat M. Pyrką, S. Lizak, I. Tobiasz, J. Boratyński, r. Jeszke, P. Mzyk, Reform of the Market Stability Reserve (MSR) in the "Fit for 55" package, CAKE/KOBIZE, Warszawa, styczeń 2022 (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/01/CAKE_MSR_Report_31-01-2022.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)

musi dodatkowo spełniać przesłankę nominalnej mocy cieplnej poniżej 35 MW⁶. Wyjątkiem od tych kryteriów są instalacje prowadzone przez szpitale.



Instalacja podlegająca wyłączeniu musi utrzymywać emisję na poziomie mniejszym niż 25 tys. ton CO₂ rocznie w każdym z 3 ostatnich lat przed terminem złożenia wniosku. W przypadku instalacji spalania, instalacja musi dodatkowo spełniać przesłankę nominalnej mocy cieplnej poniżej 35 MW⁷. Wyjątkiem od tych kryteriów są instalacje prowadzone przez szpitale.

W tym przypadku nie mają zastosowania kryteria mocy zainstalowanej oraz kryteria dotyczące wielkości emisji, instalacje prowadzone przez szpitale mogą zostają objęte wyłączeniem bez dodatkowych warunków.

Na podstawie zgłoszeń, i po zweryfikowaniu przesłanek do objęcia instalacji wyłączeniem, państwo członkowskie notyfikuje Komisji Europejskiej wniosek dotyczący instalacji, które zostaną objęte mechanizmem odstępstw. We wniosku tym państwo członkowskie przekazuje KE informacje o:

1) każdej instalacji objętej wyłączeniem i środkach równoważnych tj. prowadzących do równoważnego wkładu na rzecz redukcji emisji, którym instalacja ta będzie podlegała;

2) potwierdza, że instalacja będzie objęta wymaganiami w zakresie monitorowania wielkości emisji pod kątem spełniania kryterium dotyczącego poziomu rocznej emisji z instalacji (mniej niż 25 tys. ton emisji CO₂ z wyłączeniem emisji z biomasy);

3) potwierdza, że jeżeli instalacja w którymkolwiek roku kalendarzowym przekroczy wskazany próg dotyczący poziomu emisji (z pominięciem emisji z biomasy), lub jeżeli środki równoważne mające zastosowanie do tej instalacji przestaną obowiązywać, instalacja zostanie ponownie włączona do systemu.

Państwo ma obowiązek opublikowania informacji przedstawionych we wniosku, w celu umożliwienia opinii publicznej wyrażenia swojego stanowiska na ich temat.

Komisja może zgłosić zastrzeżenia do wniosku państwa członkowskiego i zakwestionować objęcie wyłączeniami określonych instalacji. Zastrzeżenia mogą odnosić się do wszystkich elementów wniosku, w tym także do propozycji środków równoważnych, którymi miałyby być objęta instalacja podlegająca wyłączeniu.

Komisja może swoje zastrzeżenia zgłosić w terminie 6 miesięcy od daty powiadomienia, jeżeli w tym czasie zastrzeżenia nie zostaną zgłoszone, uznaje się, że propozycja wyłączenia określonych instalacji została zatwierdzona (art. 27 ust. 2 akapit pierwszy⁸).

⁶ Przy ustalaniu, czy instalacja spełnia wspomniane kryterium mają zastosowanie, choć z pewnymi wyjątkami, zasady stosowane przy weryfikacji kryteriów objęcia instalacji systemem EU ETS wyrażone w dyrektywie oraz ustawie o systemie handlu, w tym tzw. zasada agregacji, w przypadku włączania instalacji do systemu na podstawie wartości progowej odniesionej do nominalnej mocy cieplnej uwzględnia się sumę nominalnej mocy cieplnej wszystkich stacjonarnych urządzeń technicznych, w których zachodzi spalanie. Z drugiej strony nie znajduje tutaj zastosowania tzw. reguła de minimis, w świetle której przy obliczeniach nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW oraz stacjonarnych urządzeń technicznych wykorzystujących wyłącznie biomasę.

⁷ Przy ustalaniu, czy instalacja spełnia wspomniane kryterium mają zastosowanie, choć z pewnymi wyjątkami, zasady stosowane przy weryfikacji kryteriów objęcia instalacji systemem EU ETS wyrażone w dyrektywie oraz ustawie o systemie handlu, w tym tzw. zasada agregacji, w przypadku włączania instalacji do systemu na podstawie wartości progowej odniesionej do nominalnej mocy cieplnej uwzględnia się sumę nominalnej mocy cieplnej wszystkich stacjonarnych urządzeń technicznych, w których zachodzi spalanie. Z drugiej strony nie znajduje tutaj zastosowania tzw. reguła de minimis, w świetle której przy obliczeniach nominalnej mocy cieplnej nie uwzględnia się stacjonarnych urządzeń technicznych o nominalnej mocy cieplnej poniżej 3 MW oraz stacjonarnych urządzeń technicznych wykorzystujących wyłącznie biomasę.

⁸ Polska wersja językowa art. 27 ust. 2 akapit pierwszy dyrektywy zawiera błędne wskazanie terminu, w którym KE może przeprowadzić kontrolę wniosku państwa członkowskiego. W świetle innych wersji językowych, w tym wersji angielskojęzycznej termin, w którym KE może zgłosić zastrzeżenia do wniosku odnoszącego się do objęcia instalacji wyłączeniami wynosi 6 miesięcy od powiadomienia przez państwo członkowskie. Powiadomienie Komisji powinny zaś poprzedzać trwające 3 miesiące konsultacje publiczne dotyczące wniosku (ang. if, following a period of three months from the date of notification for public comment, the Commission does not object within a further period of six months, the exclusion shall be deemed approved.).

Wyłączenie instalacji nie ma charakteru defini-tywnego i nieodwracalnego. W każdym przypadku, gdy poziom emisji dwutlenku węgla z instalacji (z wyłączeniem emisji pochodzącej ze spalania biomasy) ponownie przekroczy 25 tys. ton albo gdy środki równoważne mające zastosowanie do instalacji objętej wyłączeniem nie są przez tę instalację realizowane (art. 27 ust. 1c) instalacja powinna ponownie w pełnym zakresie zostać włączona do systemu a prowadzący instalację powinien realizować obowiązki uczestnika systemu EU ETS na takich samych zasadach jak pozostałe instalacje.

Warto również zauważyć, że wymóg ponownego włączenia instalacji do reżimu EU ETS nie dotyczy instalacji prowadzonych przez szpitale⁹. W tym przypadku uzyskanie statusu instalacji objętej wyłączeniem ma charakter stały i nie zmienia się pod wpływem zmian poziomu emisji z instalacji.

Instalacja, która traci status instalacji objętej wyłączeniem otrzymuje uprawnienia do emisji, które przydzielane są na zasadach określonych w art. 10a. Instalacja może otrzymać uprawnienia począwszy od roku, w którym ponownie w pełnym zakresie została objęta systemem¹⁰. Instalacja taka pozostaje w systemie do końca okresu rozliczeniowego, co oznacza, że ponowne zmniejszenie poziomu emisji (poniżej 25 tys. ton CO₂) pozostaje bez wpływu na status instalacji.

Przydział uprawnień do emisji po ponownym włączeniu instalacji do systemu powinien uwzględniać odpowiednie zmiany poziomu działalności (HAL), które wystąpią w czasie, gdy instalacja funkcjonowała jako instalacja wyłączona.

Dodatkowo należy zauważyć, że uprawnienia wydane instalacjom ponownie włączanym do systemu są wydawane z puli uprawnień do emisji,

które państwo członkowskie w przeciwnym razie miałyby sprzedać na aukcjach (art. 27 ust. 3 akapit pierwszy in fine). Istotne jest zatem to, że realizacja programu wyłączeń małych instalacji odbywa się na ryzyko państwa członkowskiego, które program wdraża. Jeżeli bowiem program nie przyniesie spodziewanych rezultatów i nie doprowadzi do zmniejszenia emisji w instalacjach objętych odstępstwami państwo członkowskie będzie musiało zrezygnować z części przychodów z aukcji uprawnień do emisji, a uprawnienia, które miałyby zostać sprzedane, zasilając budżet państwa, zostaną przeznaczone na zabezpieczenie nieopłatnego przydziału instalacjom na powrót włączonym do systemu EU ETS.

Obowiązek stosowania środków równoważnych

Mianem środków równoważnych Dyrektywa EU ETS określa środki prowadzące do równoważnego wkładu na rzecz redukcji emisji (art. 27 ust. 1).



**Mianem środków równoważnych
Dyrektywa EU ETS określa środki
prowadzące do równoważnego wkładu na
rzecz redukcji emisji (art. 27 ust. 1).**

Dyrektywa nie precyzuje przy tym, jakiego rodzaju to mogą być środki, pozostawiając państwom członkowskim swobodę w określeniu charakteru tego rodzaju rozwiązań.

Z kontekstu językowego dyrektywy wynika jednak, że rozwiązania, którym mają podlegać instalacje mają przynieść równoważny efekt, w stosunku do tego, jaki jest następstwem objęcia danej instalacji systemem EU ETS.

⁹ J. Brock, E. Bonifazi, Ch. Thorpe, S. Morgan-Price, A.L. Kaar, Preparation ... op. cit., s. 11.

¹⁰ Uprawnienia do emisji przydzielane instalacjom włączanym do systemu pochodzą z puli aukcyjnej państwa członkowskiego (art. 10 ust. 3 Dyrektywy ETS).



Z kontekstu językowego dyrektywy wynika jednak, że rozwiązania, którym mają podlegać instalacje mają przynieść równoważny efekt, w stosunku do tego, jaki jest następstwem objęcia danej instalacji systemem EU ETS.

W różnego rodzaju opracowaniach podkreśla się, że efekt redukcyjny osiągany dzięki stosowaniu środków równoważnych może być wyższy, niż ten który jest udziałem instalacji funkcjonujących w systemie EU ETS, natomiast nie powinien być niższy od tego poziomu¹¹. Równoważność środka nie jest zatem mierzona w kategoriach ekonomicznych, nie jest istotna skala obciążeń związanych ze stosowaniem środków stymulujących instalacje wyłączone do ograniczania emisji. Środkami równoważnymi mogą być rozwiązania, które w kategoriach ekonomicznych generują po stronie prowadzących instalacje niższe obciążenia, niż dajmy na to rozliczanie emisji uprawnieniami, których cena rynkowa, jak ma to miejsce obecnie, utrzymuje się na stosunkowo wysokim poziomie. Istotny jest rezultat jaki mają przynieść środki równoważne, a jego miernikiem jest ograniczenie emisji z instalacji podlegającej wyłączeniu. Rezultat ten powinien być ekwiwalentny w stosunku do pewnego wzorca, który wyznacza zakładany poziom ograniczenia emisji, jaki powinien nastąpić w instalacjach poddanych reżimowi EU ETS.



Istotny jest rezultat jaki mają przynieść środki równoważne, a jego miernikiem jest ograniczenie emisji z instalacji podlegającej wyłączeniu. Rezultat ten powinien być ekwiwalentny w stosunku do pewnego wzorca, który wyznacza zakładany poziom ograniczenia emisji, jaki poddanych reżimowi EU ETS.

Ograniczenie emisji jest kryterium zasadniczym przy ocenie adekwatności danego rozwiązania jako środka równoważnego¹².

Warto przy tym odnotować, że ocena ekwiwalentności środka równoważnego w oparciu o założenie iż instalacje pozostające w systemie EU ETS będą osiągały pewien rezultat w postaci ograniczenia wielkości emisji jest założeniem umownym. Istotą systemu EU ETS jest stymulowanie do zmniejszania emisji przy pomocy rozwiązań rynkowych (najważniejszym z nich jest cena uprawnienia do emisji jaką instalacje muszą nabywać aby rozliczyć wielkość emisji). System EU ETS nie jest natomiast mechanizmem, które w przypadku każdej instalacji gwarantuje jednakowe efekty związane z ograniczaniem emisji. Dyrektywa pozostawia państwom członkowskim swobodę co do kształtu systemu środków równoważnych. Środki te mogą być jednolite w stosunku do wszystkich instalacji objętych włączeniami, ale mogą też tworzyć pakiet różnego rodzaju rozwiązań.



Dyrektywa pozostawia państwom członkowskim swobodę co do kształtu systemu środków równoważnych. Środki te mogą być jednolite w stosunku do wszystkich instalacji objętych włączeniami, ale mogą też tworzyć pakiet różnego rodzaju rozwiązań.

Rodzaje środków równoważnych stosowanych w państwach członkowskich UE

Wprowadzając mechanizm odstępstw na warunkach określonych w art. 27 Dyrektywy EU ETS poszczególne państwa członkowskie stosują różne rozwiązania, które w ramach tego mechanizmu mają pełnić rolę środków równoważnych.

¹¹ J. Brock, E. Bonifazi, Ch. Thorpe, S. Morgan-Price, A.L. Kaar, Preparation ... op. cit., s. 5.

¹² Jako przykład środków, które nie są adekwatne wskazuje się np. rozwiązania polegające na wprowadzeniu obowiązku zmniejszenia wskaźnika emisyjności produkcji – wielkość CO₂ potrzebnego do wyprodukowania produktu wyrażonego w określonej jednostce. Zastosowanie takiego rozwiązania nie gwarantuje bowiem, że emisja gazów cieplarnianych objętych systemem spadnie. Zmniejszenie emisyjności produkcji w przypadku zwiększenia wielkości produkcji nie zapewni ograniczenia emisji w ujęciu bezwzględnym.

Hiszpania

Jednym z państw członkowskich, w których wprowadzono odstępstwa przewidziane w art. 27 Dyrektywy EU ETS jest Hiszpania.

Środki równoważne zostały w Hiszpanii wprowadzone na mocy ustawy regulującej system handlu uprawnieniami do emisji z 2005 r. oraz późniejszego Dekretu królewskiego z 2011 r.¹³ Rozwiązania te po raz pierwszy zostały wprowadzone w okresie rozliczeniowym 2013–2020.

Prawo hiszpańskie wyróżniało wówczas dwa podstawowe modele równoważnych środków¹⁴. Jeden z nich polegał na wyznaczaniu instalacjom konkretnych celów redukcyjnych w zakresie ograniczania emisji gazów cieplarnianych, które miały zagwarantować osiągnięcie zmniejszenia emisji równoważnego celom redukcyjnym, które w formie zagregowanej stawiano instalacjom objętym systemem EU ETS. Drugi model opierał się z kolei na tworzeniu zachęt do podejmowania porów-

nywalnych z systemem EU ETS wysiłków na rzecz redukcji emisji (np. obowiązek rozliczania emisji, która przekroczyła określony poziom).

W aktualnym okresie rozliczeniowym (tj. w latach 2021–2025) zagadnienia związane z wyłączeniem instalacji oraz stosowanymi w ramach tego mechanizmu środkami równoważnymi reguluje Dekret Królewski 317/2019 z dnia 26 kwietnia 2019 r.¹⁵

Dekret ten wprowadza zmiany w systemie środków równoważnych i w miejsce kilku rodzajów środków, ustanawia jednolity mechanizm, który odnosi się do wszystkich instalacji objętych odstępstwem¹⁶. Wyłączeniami objęte są instalacje spełniające kryteria określone w art. 27 Dyrektywy. Kryteria te odnoszą się do progu emisji poniżej 25 tys. ton ekwiwalentu CO₂ (z wyłączeniem emisji z biomasy) w każdym z trzech lat poprzedzających złożenie wniosku o wyłączenie oraz nominalnej mocy cieplnej poniżej 35 MW. Warunkiem objęcia instalacji wyłączeniem jest także zobowiązanie do wdrażania środków równoważnych skierowa-



¹³ Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (<https://www.boe.es/eli/es/l/2005/03/09/1/con>; dostęp: 09.09.2022 r.); Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-4118>; dostęp: 09.09.2022 r.)

¹⁴ Rozwiązania takie były wprowadzone w okresie rozliczeniowym 2013–2020. W kolejnym okresie rozpoczynającym się w 2021 r. prawo hiszpańskie przewiduje jednolity model środków równoważnych.

¹⁵ Real Decreto 317/2019, de 26 de abril, por el que se define la medida de mitigación equivalente a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2021–2025 y se regulan determinados aspectos relacionados con la exclusión de instalaciones de bajas emisiones del régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-6351>; dostęp: 09.09.2022 r.)

¹⁶ Dekret Królewski 317/2019 z 2019 r. wprowadził również podstawy wyłączenia z systemu mikroinstalacji, o których mowa w art. 27a Dyrektywy 2003/87/WE. Z systemu handlu uprawnieniami do emisji w okresie 2021–2025 wyłączone są instalacje, które w każdym z lat 2016–2018 zgłosiły właściwemu organowi emisje poniżej 2,5 tys. ton CO₂, bez uwzględnienia emisji ze spalania biomasy. Dodatkowo wyłączeniem tym mogą zostać objęte instalacje, które w żadnym z lat uczestnictwa w systemie EU ETS nie zgłosiły emisji wyższych niż 500 tys. ton CO₂. Prowadzący mikroinstalacje nie muszą składać wniosków o wyłączenie. Wyłączenie mikroinstalacji następuje z mocy prawa w oparciu o wydaną przez organ wspólnoty autonomicznej uchwałę o wyłączeniu instalacji oraz środkach monitorowania, weryfikacji i raportowania emisji gazów cieplarnianych, które mają do niej zastosowanie.

nych na osiągnięcie określonego poziomu redukcji emisji. Art. 2. Dekretu Królewskiego 317/2019 przyjmuje, że za środek równoważny mogą zostać uznane rozwiązania, w wyniku których instalacja do 2025 r. zredukuje swoją wielkość emisji o 32% w porównaniu do 2005 roku. Jednocześnie prawo wyznacza ścieżkę zmierzającą do osiągnięcia tego celu, zwiększając stopniowo wymagany poziom redukcji (w 2021 r. redukcja emisji ma wynieść – 23,2%; w 2022 r. – 25,4%; w 2023 r. – 27,6%; w 2024 r. – 29,8%; a w 2025 r. – 32,0%)¹⁷.

Jeżeli w dowolnym z lat okresu 2021–2025 wielkość emisji z instalacji będzie mniejsza niż wielkość emisji odpowiadająca założonemu celowi, prowadzący instalację ma prawo odpowiednio zwiększyć emisję w kolejnym roku. Jest to rozwiązanie na wzór bankowania uprawnień, które przewiduje system EU ETS¹⁸ z tą jednak różnicą, że zwiększenie emisji może nastąpić wyłącznie pomiędzy latami w okresie 2021–2025, bez możliwości przeniesienia kwoty emisji po 2025 r. tj. na okres alokacji 2026–2030.

Jeżeli natomiast w którymkolwiek z lat okresu 2021–2025 emisje przekroczą wielkość wyznaczoną przez wymagane poziomy redukcji, prowadzący instalację jest zobowiązany przekazać państwu uprawnienia do emisji za przekroczenie wielkości emisji ponad wyznaczony limit. Dokonanie zwrotu uprawnień do emisji następuje w terminie do 30 kwietnia roku następującego po roku, w którym doszło do przekroczenia. Przekazanie uprawnień do emisji odpowiada obo-

wiązkowi rozliczenia emisji, który spoczywa na instalacjach objętych systemem EU ETS. Obok rozliczenia emisji prowadzący instalacje przekazują właściwemu organowi, tj. Komisji ds. Koordynacji Polityki do Zmian Klimatu informację o przestrzeganiu środka równoważonego. Informacja ta jest przekazywana do 31 maja roku następującego po roku sprawozdawczym.

Uprawnienia do emisji przekazane przez instalacje wyłączone z systemu EU ETS mogą być wykorzystane przez rząd Hiszpanii do wypełnienia zobowiązań w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych podjętych w ramach przepisów UE w sektorach non – ETS.

Instalacje objęte wyłączeniem muszą realizować obowiązki w zakresie monitorowania i raportowania emisji¹⁹. Obowiązek przekazywania informacji o wielkości emisji jest realizowany w terminie do 31 marca za rok poprzedni.

W przypadku niedotrzymania przez prowadzącego instalację obowiązków wynikających z objęcia instalacji środkami równoważnymi prawo hiszpańskie przewiduje nałożenie sankcji.

Prawo hiszpańskie przyjmuje przy tym swoistą gradację naruszeń, które dzielą się na bardzo poważne, poważne i niewielkie²⁰. Do naruszeń bardzo poważnych zalicza się niedopełnienie obowiązków związanych ze zwrotem uprawnień na pokrycie emisji przekraczających wyznaczone poziomy redukcji. Za takie naruszenia wymierzana jest kara

¹⁷ Prawo hiszpańskie dopuszcza również możliwość ustalenia bardziej restrykcyjnych poziomów redukcji emisji, jeśli takie wymagania wprowadzi wspólnota autonomiczna, na terytorium której znajduje się instalacja objęta wyłączeniem.

¹⁸ Bankowanie (ang. banking) uprawnień do emisji uprawnień do emisji związany jest z możliwością „przenoszenia” uprawnień (a zasadniczo wygospodarowanych ich nadwyżek) pomiędzy okresami rozliczeniowymi. Idea bankowania uprawnień do emisji opiera się na założeniu, że prawa których nośnikiem są jednostki emisyjne nie wygasają wraz z zakończeniem okresu rozliczeniowego w ramach którego były wydawane, a zachowują ważność i mogą być wykorzystane również po zakończeniu tego okresu. Dysponenti uprawnień do emisji mogą je wykorzystywać do celów rozliczenia wielkości emisji czy obracać nimi w dowolnym czasie. Należy w tym miejscu zauważyć, że prawo może wprowadzać pewne ograniczenia w zakresie wykorzystania jednostek emisyjnych, jednak nie rzutują one zasadniczo na ważność uprawnień do emisji.

¹⁹ Organ krajowy – Komisja ds. Koordynacji Polityki Zmian Klimatu został upoważniony do przyjęcia zaleceń dotyczących monitorowania, weryfikacji i raportowania emisji, w tym rozwiązań umożliwiających korzystanie z uproszczonych metodyk monitorowania emisji, weryfikacji i raportowania. Zalecenia te mogą zostać opracowane na wzór rozwiązań przyjętych w rozporządzeniu Komisji (UE) 2018/2066 z dnia 19 grudnia 2018 r., które mają zastosowanie do instalacji objętych systemem EU ETS.

²⁰ Przykładowo, za niewielkie naruszenie uważa się niezgodność z warunkami monitorowania emisji ustalonymi w planie monitorowania, gdy to nie powoduje zmian w danych dotyczących emisji.

w wysokości 100 euro za każdą tonę nadmiernej emisji. Informacja o wymierzonej karze jest podawana do publicznej wiadomości. Zapłata kary nie zwalnia prowadzącego instalację z obowiązku przedstawienia do rozliczenia uprawnień do emisji przy przekazywaniu danych na rok kalendarzowy następujący po roku, w którym popełniono naruszenie²¹. Przepisy przewidują też sankcje związane z naruszeniem obowiązków w zakresie monitorowania i raportowania emisji.

Włochy

System środków równoważnych związanych z wyłączeniem małych instalacji wprowadziły również Włochy. Dekret ustawodawczy z dnia 9 czerwca 2020 r. odnośnie wdrożenia dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410²² przewiduje, że z systemu EU ETS mogą zostać wyłączone instalacje spalania, o nominalnej mocy cieplnej poniżej 35 MW oraz instalacje, które w każdym z trzech lat poprzedzających zgłoszenie takiej instalacji do wyłączenia wyemitowały poniżej 25 tys. ton równoważnika CO₂, przy czym ta wielkość emisji nie obejmuje emisji ze spalania biomasy. Do instalacji objętych wyłączeniem stosuje się środki, które mają zapewnić równoważny wkład w redukcję emisji. Operatorzy instalacji spełniających kryteria wyłączenia, przekazują odpowiedni wniosek do Krajowego Komitetu ds. Zarządzania i Wdrażania Dyrektywy 2003/87/WE oraz wsparcia w Zarządzaniu Projektami Protokołu z Kioto (dalej: Komitet ds. EU ETS).

System środków równoważnych został wprowadzony we Włoszech po raz pierwszy w 2013 r. Na mocy uchwały nr 16/2013 Komitetu ds. EU ETS ustanowiono tzw. krajowy system dla małych emitentów²³. Podstawą tego systemu jest tzw. Krajowy Rejestr Małych Emitentów (Registro Nazionale dei Piccoli Emittitori – RENAPE), w którym w odniesieniu do każdej instalacji rejestrowane są dozwolone i rzeczywiste emisje oraz inne istotne dane dotyczące zakładu. Główne założenia krajowego systemu dla małych emitentów opierają się na:

- 1) wyznaczaniu w stosunku do każdej instalacji objętej wyłączeniem dopuszczalnej wielkości emisji CO₂, w której zawiera się obowiązek ograniczenia emisji z instalacji do określonego poziomu;
- 2) obowiązku raportowania emisji do 30 kwietnia roku następującego po roku sprawozdawczym;
- 3) obowiązku wniesienia opłaty za każdą wyemitowaną tonę CO₂, która przekracza dopuszczalną wielkość emisji. Opłata ta stanowi przy tym równowartość średniej ceny uprawnień do emisji za poprzedni rok. Zrekompensowanie wyższych emisji przez instalację objętą wyłączeniem może również nastąpić poprzez przekazanie do umorzenia uprawnień do emisji²⁴.

W bieżącym okresie rozliczeniowym (2021–2030) podstawy wyłączenia instalacji z systemu EU ETS²⁵ wyznacza uchwała nr 119/2019 Komitetu ds. EU ETS. Każda instalacja objęta wyłączeniem ma obowiązek dotrzymania poziomu dopuszczalnej emisji. Wielkość dopuszczalnej emisji jest określana w skali roku na podstawie jednej z dwóch metod, wybieranych przez prowadzącego instalację.

21 Zob. art. 30 ust.3 Ustawy z 2005 r. regulującej system handlu prawami do emisji gazów cieplarnianych.

22 Decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47 Attuazione della direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018, che modifica la direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, nonché adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392 relativo alle attività di trasporto aereo e alla decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 ottobre 2015 relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato, (<https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2020-06-09;471vig>; dostęp: 09.09.2022 r.)

23 Deliberazione del Comitato ETS n. 16 /2013 del 25 luglio 2013 „Disciplina gli impianti di dimensioni ridotte esclusi dal sistema comunitario per lo scambio delle quote di emissione di gas ad effetto serra al sensi dall'articolo 38 Decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30”. (https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/deliberazione_25_07_2013n16.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)

24 Obowiązek wniesienia opłaty lub umorzenia uprawnień emisji w przypadku przekroczenia dopuszczalnej emisji był realizowany, co 2 lata do dnia 30 czerwca danego roku za dwa lata poprzedzające (np. w 2015 r. rozliczanie emisji następowało w odniesieniu do lat 2013/14; w 2017 r. w odniesieniu do lat 2015/16; w 2019 r. w odniesieniu do emisji z lat 2017/18; a w 2021 r. w odniesieniu do emisji z lat 2019/20).

25 Deliberazione del Comitato ETS nr 119/2019 dell' 8 agosto 2019 „Modalità per l'applicazione degli articoli 27 e 27 BIS della direttiva 2003/87/CE, per il periodo 2021–2030” (https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/deliberazione_119_2019pubblicata.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)

Pierwsza metoda odwołuje się do metodologii rozdziału uprawnień jak w systemie EU ETS na lata 2021-2030, poziom dopuszczalnej emisji wyznacza przydział, jaki instalacja objęta wyłączeniem otrzymałaby, gdyby pozostawała w systemie EU ETS, jednak z pominięciem korekty tego przydziału przy zastosowaniu współczynnika korygującego.

Druga metoda ustalania dopuszczalnej emisji opiera się na wyznaczaniu poziomu redukcji emisji, który corocznie zmniejszałby się w sposób liniowy, tak aby emisje z danej instalacji w 2030 roku nie przekraczały - 43% w porównaniu z poziomem emisji w roku 2005.

Składając wniosek o wyłączenie, każdy operator wskazuje metodykę, którą chce zastosować do wyznaczenia dopuszczalnego poziomu emisji.

Należy zauważyć, że obie metody wyznaczania dopuszczalnego poziomu emisji są zgodne z celami redukcji emisji na rok 2030, a zatem wysiłek w zakresie zmniejszania emisji przez instalacje objęte wyłączeniami, będzie zgodny z wysiłkiem redukcyjnym, jaki w latach 2021-2030 powinny w sposób zagregowany zrealizować instalacje objęte systemem EU ETS.

Komitety ds. EU ETS wydaje każdej instalacji objętej Krajowym Systemem Małych Emitentów pozwolenie, które zawiera szereg elementów pozwolenia wydawanego instalacjom objętym systemem EU ETS określonych w art. 6 dyrektywy 2003/87/WE.

Każda instalacja objęta wyłączeniem może co roku bez ponoszenia dodatkowych obciążeń emitować CO₂ w wielkości równej jej dozwolonym emisjom. Za każdą tonę dwutlenku węgla wyemitowaną ponad ten poziom prowadzący instalację wnosi na rzecz Skarbu Państwa opłatę odpowiadającą średniej cenie uprawnień do emisji z poprzedniego roku. Średnia cena uprawnień, na

podstawie której ustala się opłatę jest oficjalnie określana przez Urząd Regulacji Sieci Energetycznych i Środowiska (ARERA - L'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente). Prawo włoskie dopuszcza także „rozliczenie” wyższego poziomu emisji (emisji przekraczającej poziom dopuszczalny) poprzez umorzenie uprawnień do emisji, które są ważne w danym okresie sprawozdawczym. Wniesienie opłaty lub umorzenie uprawnień do emisji za przekroczenie dopuszczalnego poziomu emisji odbywa się co roku.

Prawo włoskie przewiduje różne rozwiązania zapewniające pewną elastyczność w zakresie osiągania zgodności z dopuszczalnym poziomem emisji. Należy do nich bankowanie emisji oraz „pożyczanie” emisji z kolejnego roku. Gdy roczne emisje z instalacji objętej wyłączeniem są niższe niż dopuszczalny poziom emisji, prowadzący instalację może wykorzystać powstałą różnicę w celu osiągnięcia zgodności w kolejnym roku (banking emisji). Z kolei, gdy roczna wielkość emisji z instalacji podlegającej wyłączeniu przekracza dopuszczalny poziom emisji przewidziany na dany rok, prowadzący instalację może wykorzystać część limitu emisji, który będzie dostępny w następnym roku (pożyczanie emisji). Maksymalne zwiększenie emisji poprzez wykorzystanie limitu przyznanego na kolejny rok wynosi 30% tego limitu. Pożyczanie emisji z kolejnego roku spowoduje zmniejszenie dopuszczalnego poziomu emisji w roku następnym.

Instalacja objęta wyłączeniem sporządza raport na temat wielkości emisji. Raport ten podlega weryfikacji przez akredytowanego weryfikatora, przy czym z reguły weryfikacja ta ma charakter weryfikacji zdalnej. Każdego jednak roku raporty losowo wybranej próby, stanowiącej 5% wyłączonych instalacji, są poddawane dodatkowo weryfikacji na miejscu przez akredytowanego weryfikatora.

Włoskie ustawodawstwo przewiduje sankcje za uchybienie niektórym obowiązkom nałożonym na małe instalacje objęte wyłączeniem. Operator małej instalacji podlega karze grzywny w wysokości od 1000 euro do 5000 euro w sytuacji gdy:

- 1) nie przekaze Komitetowi ds. EU ETS planu monitorowania wielkości emisji;
- 2) nie przekaze w wyznaczonym terminie Komitetowi ds. EU ETS zaktualizowanego planu monitorowania jeżeli wystąpią zmiany podmiotowe po stronie prowadzącego instalację, nastąpi rozszerzenie lub zmniejszenie poziomu działalności prowadzonej w instalacji, w przypadku, gdy poziom ten przekroczy 20%, oraz w przypadku zmiany charakteru i funkcjonowania instalacji, albo wprowadzenia istotnych zmian w metodyce monitorowania;
- 3) nie przekaze Komitetowi ds. EU ETS raportu o wielkości emisji gazów cieplarnianych do 30 kwietnia każdego roku²⁶.

Instalacje wyłączone na mocy art. 27 dyrektywy 2003/87/WE podlegają dodatkowo takim samym karom jakim podlegają prowadzący instalacje objęte systemem EU ETS, z tym, że wysokość jednostkowych stawek kar w przypadku instalacji wyłączonych jest obniżona o 50%²⁷.

Niemcy

Rozwiązania umożliwiające wprowadzenie odstępstw dla małych instalacji na wzór art. 27 Dyrektywy EU ETS zostały przewidziane na gruncie niemieckiego rozporządzenia w sprawie wdro-

żenia ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych z dnia 29 kwietnia 2019 r. (dalej: rozporządzenie o handlu uprawnieniami do emisji 2030)²⁸. Art. 16 ust. 1 tego rozporządzenia wskazuje, że właściwy organ zwalnia prowadzącego instalację z obowiązku przekazywania liczby przydziałów odpowiadającej emisjom spowodowanym jego działalnością w poprzednim roku kalendarzowym pod warunkiem, że:

- 1) instalacja wyemitowała mniej niż 15 tys. ton równoważnika dwutlenku węgla w każdym z trzech lat okresu referencyjnego dla danego okresu pięcioletniego, na który ustanawia się przydział uprawnień do emisji,²⁹
- 2) prowadzący instalację zobowiązuje się do wdrożenia równoważnego środka w odpowiednim pięcioletnim okresie³⁰.

W przypadku instalacji służących do wykonywania działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej, pary, gorącej wody, ciepła technologicznego lub spalaniu gazów odlotowych poprzez wykorzystanie różnego rodzaju paliw³¹ wyłączenie nie przysługuje, jeżeli nominalna moc cieplna instalacji wynosi 35 megawatów lub więcej. Kryterium to stosuje się odpowiednio do całkowitej nominalnej mocy cieplnej jednostek spalania ze wszystkich zespołów technicznych wchodzących w skład instalacji, w których spalane są paliwa.

W okresie wyłączenia instalacji, prowadzący małą instalację podlega jednemu z dwóch środków równoważnych, które przewiduje prawo niemieckie. Polegają one na:

²⁶ Zob. art. 42 ust.22 ustawy z dnia 9 czerwca 2020 r. o wdrożeniu dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/410).

²⁷ Zob. rozdział 7 uchwały nr 119/2019 Krajowego Komitetu ds. Zarządzania i Wdrażania Dyrektywy 2003/87/WE oraz wsparcia w Zarządzaniu Projektami Protokołu z Kioto.

²⁸ Verordnung zur Durchführung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in der Handelsperiode 2021 bis 2030 vom 29 April 2019 (http://www.gesetze-im-internet.de/ehv_2030/BJNR053800019.html ; dostęp: 09.09.2022 r.)

²⁹ Okresem referencyjnym dla pięcioletniego okresu, na który ustanawia się przydział uprawnień do emisji (2021-2025) są lata 2016-2018, natomiast okresem referencyjnym dla okresu 2026-2030 będą lata 2021-2023.

³⁰ Niemieckie prawodawstwo wprowadza bardziej restrykcyjne kryteria wyłączenia dla małych instalacji, niż przewiduje to Dyrektywa 2003/87/WE. Dyrektywa posługuje się wyższym progiem dotyczącym wielkości emisji wytwarzanych przez instalację, która ma zostać objęta wyłączeniem. Zgodnie z art. 27 Dyrektywy próg ten ustalono na poziomie 25 tys. ton CO₂. Niemniej decyzja prawodawcy niemieckiego mieści się w marginesie swobody regulacyjnej jaką posiadają państwa członkowskie wdrażające prawo unijne.

³¹ Rodzaje działalności są wymienione w pkt 2-6 części 2 załącznika nr 1 do niemieckiej ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

- 1) wniesieniu kwoty rekompensaty z tytułu zaoszczędzonych kosztów nabycia uprawnień do emisji.
- 2) dobrowolnym zobowiązaniu do redukcji emisji generowanej przez instalację.

Kwota rekompensaty z tytułu zaoszczędzonych kosztów zakupu uprawnień do emisji nawiązuje do zwolnienia instalacji od obowiązku rozliczenia wielkości emisji. Rekompensata stanowi iloczyn:

- 1) liczby uprawnień do emisji, którą prowadzący instalację musiałby dodatkowo nabyć w celu rozliczenia emisji w danym roku sprawozdawczym oraz
- 2) średniej ważonej ceny uprawnień do emisji notowanej na aukcjach w roku sprawozdawczym lub w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sprawozdawczy, w zależności od tego, która z tych cen jest niższa.

Średnia ważona cena uprawnień do emisji w odniesieniu do danego roku sprawozdawczego jest podawana do publicznej wiadomości do dnia 31 marca roku kalendarzowego następującego po roku sprawozdawczym.

Z kolei liczba uprawnień, która determinuje wysokość należnej rekompensaty odpowiada różnicy między wielkością emisji z instalacji w roku sprawozdawczym a liczbą uprawnień, które zostałyby przydzielone prowadzącemu instalację zgodnie z przepisami niemieckiej ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych³² w przypadku, gdyby instalacja w pełnym zakresie pozostawała w systemie EU ETS.

Jeśli emisja z instalacji w danym roku sprawozdawczym jest mniejsza od liczby uprawnień, które zostałyby przydzielone prowadzącemu instalację obowiązek zapłaty rekompensaty nie powstaje w odniesieniu do tego roku sprawozdawczego, a prowadzący instalację przy obliczaniu kwoty rekompensaty w kolejnym roku lub latach może skonsumować uzyskaną nadwyżkę emisji. Jeżeli w kolejnym roku również wielkość emisji będzie również mniejsza od prognozowanego przydziału uprawnień do emisji, stosuje się analogiczne zasady.



³² Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen vom 21 Juli 2011 (http://www.gesetze-im-internet.de/tehg_2011/BJNR147510011.html; dostęp: 09.09.2022 r.)

Kwota rekompensaty za każdy rok sprawozdawczy jest wypłacana właściwemu organowi do dnia 30 kwietnia roku kalendarzowego następującego po roku sprawozdawczym.

Jeżeli rekompensata nie zostanie wniesiona w terminie, właściwy organ ustala kwotę wyrównania przyjmując do obliczenia zaległą rekompensatę wyższą ze średnich ważonych ceny uprawnień do emisji, które były notowane na aukcjach w roku sprawozdawczym lub w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sprawozdawczy.

Drugim rodzajem środków równoważnych przyjętym w prawie niemieckim jest dobrowolne zobowiązanie do redukcji emisji.

Przedmiotem dobrowolnego zobowiązania do redukcji emisji jest stopniowe zmniejszenie, począwszy od 2021 r., całkowitej emisji dwutlenku węgla z instalacji o 2,2% rocznie w stosunku do ustalonego poziomu odniesienia.

Poziomem odniesienia jest średnia ważona wielkość emisji z instalacji w latach 2014–2018, w których instalacja była objęta systemem EU ETS, pomniejszona o odsetek odpowiadający zmniejszeniu liczby uprawnień w całej Wspólnocie od połowy okresu lat kalendarzowych 2014–2018 do końca okresu rozliczeniowego 2013–2020.

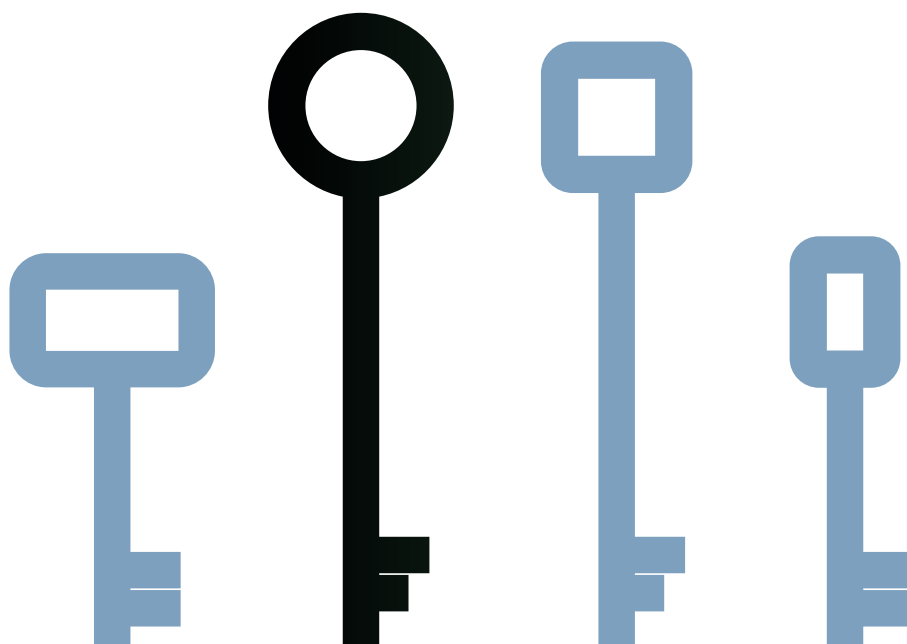
Jeżeli prowadzący instalację nie wypełni zobowiązania do ograniczenia emisji, jest zobowiązany do zapłaty należności za emisję, która przekracza wyznaczony limit. Kwota należności, którą należy uiścić, stanowi iloczyn różnicy między rzeczywistą wielkością emisji z instalacji w roku sprawozdawczym a wartością docelową dla tego roku sprawozdawczego, którą wyznacza wymagany

poziom redukcji emisji oraz średniej ważonej ceny uprawnień notowanej na aukcji w roku sprawozdawczym lub w roku kalendarzowym poprzedzającym rok sprawozdawczy, w zależności od tego, która z tych cen jest niższa.

Kwota należności za każdy rok sprawozdawczy jest wypłacana właściwemu organowi do dnia 30 kwietnia roku kalendarzowego następującego po roku sprawozdawczym. Podobnie jak ma to miejsce w przypadku rekompensat, jeśli prowadzący instalację nie wpłaci opłaty za przekroczenie limitu emisji w terminie, właściwy organ ustala kwotę wyrównania stosując wyższą ze średnich ważonych ceny uprawnień do emisji notowanych na aukcjach biorąc pod uwagę średnią za rok sprawozdawczy oraz rok poprzedzający rok sprawozdawczy.

Instalacja objęta środkami równoważnymi ma obowiązek monitorowania i raportowania emisji. Pewne ułatwienia zostały przewidziane w kwestii obowiązku poddania raportu weryfikacji. Obowiązek weryfikacji raportu na temat wielkości emisji dotyczy tylko trzeciego roku danego okresu rozliczeniowego (art. 23 ust. 1. zdanie pierwsze Rozporządzenia o handlu uprawnieniami do emisji 2030).

Według niemieckiej ustawy o handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych naruszenie przypisów Rozporządzenia o handlu uprawnieniami do emisji 2021–2030 dotyczących raportowania na temat wielkości emisji, weryfikacji raportów na temat wielkości emisji jest wykroczeniem administracyjnym, co może być zagrożone karą grzywny w wysokości do 50 tysięcy euro (art. 32).



Słowenia

W ustawodawstwie Słowenii środki równoważne, które są podstawą wyłączenia instalacji na zasadach określonych w art. 27 Dyrektywy EU ETS zostały wprowadzone w przepisach wprowadzających podatek od zanieczyszczenia powietrza emisjami dwutlenku węgla (dalej: podatek od emisji dwutlenku węgla)³³.

Prawo słoweńskie ustanawia obowiązek powszechny zapłaty podatku od emisji dwutlenku węgla, który powstaje podczas spalania paliw. Przedmiotem opodatkowania jest jednostka emisji, odpowiadająca 1 tonie CO₂.

Prawo słoweńskie przewiduje szereg wyłączeń z opodatkowania, spośród których najistotniejsze jest zwolnienie ustanowione na rzecz instalacji objętych systemem EU ETS, a także małych instalacji objętych wyłączeniem na zasadach określonych w art. 27 Dyrektywy EU ETS.

W odniesieniu do małych instalacji prawodawca przewidział ulgę polegającą na zmniejszeniu podstawy opodatkowania o wielkość emisji odpowiadającą wielkości przydziału uprawnień do emisji, którą prowadzący instalację otrzymałby, gdyby instalacja w pełnym zakresie pozostawała w systemie EU ETS.

Jeżeli instalacja objęta wyłączeniem emituje dwutlenek węgla w wielkości przekraczającej ustalony przydział uprawnień do emisji, prowadzący instalację wnosi podatek za każdą jednostkę wprowadzonego do powietrza dwutlenku węgla. Jednostkowa stawka podatku od emisji CO₂ wynosi 17,3 euro za tonę CO₂. Obowiązek „zapłaty” można również uregulować, przekazując odpowiednią liczbę uprawnień do emisji na krajowy rachunek posiadania prowadzony dla Republiki Słowenii w rejestrze Unii. Uprawnienia do emisji zdeponowane w rejestrze w wykonaniu tego obowiązku są umarzane.

³³ Uredba o okoljski dajativ za onesnaževanje zraka z emisijjo ogljikovega dioksida dne 11. julija 2018 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=URED7380>; dostęp: 09.09.2022 r.)

Prowadzący małą instalację może odroczyć zapłatę podatku od emisji CO₂ na kolejny rok jeżeli całkowita różnica między wielkością emisji gazów cieplarnianych określonej na podstawie raportu o wielkości emisji gazów cieplarnianych, a liczbą uprawnień, które instalacja otrzymałaby w ramach nieodpłatnego przydziału począwszy od 2021 r. nie przekracza 20%.

Stawka podatkowa stosowana przy regulowaniu podatku od emisji CO₂ ma charakter dynamiczny i jest skorelowana ze średnią ceną uprawnień do emisji. Średnia cena uprawnień jest obliczana jako iloraz kwoty wpływów do budżetu państwa z tytułu sprzedaży uprawnień do emisji na aukcji, osiągniętych w poprzednim roku ze sprzedaży uprawnień do emisji i liczby uprawnień do emisji sprzedanych na aukcjach przez rząd Słowenii³⁴.

Jeżeli zatem średnia cena uprawnień do emisji przekracza stawkę podatku (17,3 euro/t CO₂) o ponad 30%, prowadzący instalację objętą wyłączeniem uiszcza podatek stosując stawkę podatkową odpowiadającą średniej cenie uprawnień. Informacja o średniej cenie uprawnień do emisji jest publikowana na stronie internetowej Ministerstwa Ochrony Środowiska, w terminie do 28 lutego każdego roku.

Jak wspomniano prowadzący instalację ma prawo do ulgi w postaci zmniejszenia wysokości zobowiązania podatkowego, które odpowiada wielkości emisji, na którą otrzymałby przydział nieodpłatnych uprawnień do emisji. Ulga ta jest przyznawana na wniosek o zastosowanie zwolnienia skierowany do Ministerstwa Ochrony Środowiska. W odpowiedzi na wniosek wydawana jest decyzja o zwolnieniu.

Prowadzący instalację objętą wyłączeniem sporządza deklarację o wysokości należnego podatku. Podstawą ustalenia wielkości emisji jest raport o wielkości emisji opracowywany na podstawie metodyki monitorowania określonej w planie monitorowania wielkości emisji³⁵.

Spełnianie warunków derogacji dla małych instalacji jest w prawie słoweńskim obwarowane sankcjami. Prawo przewiduje m.in. nałożenie grzywny na prowadzącego instalację, który nie uiszcza podatku od emisji CO₂ albo nie prześle deklaracji podatkowej w wyznaczonym terminie lub przedstawi w niej nieprawdziwe informacje (grzywna w wysokości od 4 do 40 tysięcy euro).

Grzywna może zostać również wymierzona osobie fizycznej, która działając w imieniu lub w interesie prowadzącego instalację doprowadziła do popełnienia przez niego wykroczenia (grzywna w wysokości od 1,2 do 4,1 tysięcy euro) jako kara wymierzana.

Podsumowanie

Środki równoważne stosowane w państwach członkowskich tworzą bardzo różnorodną kategorię. Są wśród nich rozwiązania o charakterze rynkowym jak np. podatki, a także rozwiązania polegające na wyznaczaniu norm zmniejszenia emisji, których przestrzeganie odbywa się pod kontrolą odpowiednich organów. Punktem odniesienia jeżeli chodzi o limit redukcji emisji może być przy tym poziom emisji z instalacji w danym okresie albo przydział uprawnień do emisji, które instalacja otrzymałaby pozostając uczestnikiem systemu EU ETS.

³⁴ Zakon o varstvu okolja dne 31 marca 2004 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=ZAKO1545>; dostęp: 09.09.2022 r.)

³⁵ Uredba o vrstah naprav, dejavnostih in toplogrednih plinih dne 23 decembra 2020 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=URED8201>; dostęp: 09.09.2022 r.)

Część państw członkowskich przyjmuje różne rozwiązania pozwalające na elastyczne egzekwowanie wyznaczonych norm redukcji emisji, co jest istotne w sytuacji, kiedy osiągnięcie wyznaczonego celu wymaga nieraz kosztownych inwestycji, których realizacja może wymagać nieco dłuższej perspektywy czasowej.

Polski ustawodawca nie wdrożył tego rodzaju rozwiązań, chociaż wobec rosnących cen uprawnień do emisji obserwowanych w ostatnich latach i dużego prawdopodobieństwa wzrostu tych cen w przyszłości, m.in. na skutek zaostrzania polityki klimatycznej UE, system środków równoważnych może w przyszłości nabierać większego znaczenia jako rozwiązanie wspierające osiągnięcie celów polityki klimatycznej. Środki równoważne w miejsce obowiązku rozliczania wielkości emisji w ramach systemu EU ETS mogą stanowić interesującą alternatywę w przypadku sektorów wrażliwych na ryzyka wynikające ze zmieniających się cen uprawnień do emisji np. sektor ciepłownictwa. Należy jednak podkreślić, że na gruncie obecnie obowiązujących przepisów po środki równoważne mogą sięgnąć jedynie małe instalacje, spełniające określone w prawie unijnym kryteria progowe. Jednocześnie to właśnie małe instalacje w największym stopniu są narażone na skutki wzrostu cen uprawnień do emisji, dlatego w przypadku tej kategorii podmiotów środki równoważne mogą być narzędziem skutecznego osiągnięcia celów polityki klimatycznej.

Bibliografia:

1. J. Brock, E. Bonifazi, Ch. Thorpe, S. Morgan-Price, A.L. Kaar, Preparation for the implementation of the EU ETS provisions for small installations. Best Practice Guidance, Ricardo Energy & Environment 2019, Issue No. 3, s. 12.
2. M. Pyrka, S. Lizak, I. Tobiasz, J. Boratyński, r. Jeszke, P. Mzyk, Reform of the Market Stability Reserve (MSR) in the "Fit for 55" package, CAKE/KOBIZE, Warszawa, styczeń 2022 (https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/01/CAKE_MSR_Report_31-01-2022.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)
3. 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, 25.10.2003, str. 32–46, ze zmianami.
4. Zakon o varstvu okolija dne 31 marca 2004 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=ZAKO1545>; dostęp: 09.09.2022 r.)
5. Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen del comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero (<https://www.boe.es/eli/es/l/2005/03/09/1/con>; dostęp: 09.09.2022 r.)
6. Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausga-

sen vom 21 Juli 2011 (http://www.gesetze-im-internet.de/tehg_2011/BJNR147510011.html; dostęp: 09.09.2022 r.)

7. Real Decreto 301/2011, de 4 de marzo, sobre medidas de mitigación equivalentes a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión a efectos de la exclusión de instalaciones de pequeño tamaño (<https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2011-4118>; dostęp: 09.09.2022 r.)

8. Deliberazione del Comitato EU ETS n. 16 /2013 del 25 luglio 2013 „Disciplina gli impianti di dimensioni ridotte esclusi dal sistema comunitario per lo scambio delle quote di emissione di gas ad effetto serra al sensi dall'articolo 38 Decreto legislativo 13 marzo 2013, n. 30". (https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/deliberazione_25_07_2013n16.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)

9. Uredba o okoljski dajatvi za onesnaževanje zraka z emisijo ogljikovega dioksida dne 11 julija 2018 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=URED7380>; dostęp: 09.09.2022 r.)

10. Real Decreto 317/2019, de 26 de abril, por el que se define la medida de mitigación equivalente a la participación en el régimen de comercio de derechos de emisión en el periodo 2021-2025 y se regulan determinados aspectos relacionados con la exclusión de instalaciones de bajas emisiones del régimen de comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, (<https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2019-6351>; dostęp: 09.09.2022 r.)

11. Verordnung zur Durchführung des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes in der Handelsperiode 2021 bis 2030 vom 29 April 2019 (http://www.gesetze-im-internet.de/ehv_2030/BJNR053800019.html; dostęp: 09.09.2022 r.)

12. Deliberazione del Comitato EU ETS nr 119/2019 dell' 8 agosto 2019 „Modalità per l'applicazione degli articoli 27 e 27 BIS della direttiva 2003/87/CE, per il periodo 2021-2030" (https://www.mise.gov.it/images/stories/normativa/deliberazione_119_2019publicata.pdf; dostęp: 09.09.2022 r.)

13. Decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47 Attuazione della direttiva (UE) 2018/410 del Parlamento europeo e del Consiglio del 14 marzo 2018, che modifica la direttiva 2003/87/CE per sostenere una riduzione delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, nonché adeguamento della normativa nazionale alle disposizioni del regolamento (UE) 2017/2392 relativo alle attività di trasporto aereo e alla decisione (UE) 2015/1814 del Parlamento europeo e del Consiglio del 6 ottobre 2015 relativa all'istituzione e al funzionamento di una riserva stabilizzatrice del mercato, (<https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2020-06-09;47vig>; dostęp: 09.09.2022 r.)

14. Uredba o vrstah naprav, dejavnostih in toplogrednih plinih dne 23 decembra 2020 (<http://www.pisrs.si/Pis.web/pregledPredpisa?id=URED8201>; dostęp: 09.09.2022 r.)



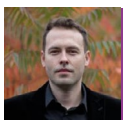
Strategie transakcyjne stosowane przez uczestników rynku uprawnień do emisji EU ETS

Autor:

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

Strategie transakcyjne stosowane przez uczestników rynku uprawnień do emisji EU ETS

Kluczowe słowa: fundusze inwestycyjne, pośrednicy finansowi, operatorzy EU ETS, EUA, spekulacja, rynek uprawnień CO₂, kontrakty futures.



Autor:
Sebastian Lizak

Streszczenie

Integralną częścią systemu EU ETS jest jego część rynkowa, tj. rynek uprawnień do emisji CO₂, na którym dominują podmioty, które są zobowiązane do rozliczenia swoich emisji w ramach systemu EU ETS (ang. „compliance entities”) oraz pozostali uczestnicy nie mający tego obowiązku (ang. „non-compliance entities”). Wśród tych pierwszych można wyróżnić operatorów instalacji EU ETS, czyli przedsiębiorstwa z sektora przemysłu i wytwórców energii elektrycznej. Wśród tych drugich znajdują się instytucje pośredniczące w transakcjach między operatorami EU ETS, czyli np. banki oraz pozostałe instytucje finansowe takie, jak fundusze inwestycyjne i hedgingowe nastawione na osiągnięcie odpowiedniej stopy zwrotu z inwestycji. I właśnie zwiększoną aktywność na rynku EU ETS instytucji finansowych można było zaobserwować w ostatnich latach, co wynikało m.in. ze zwiększenia poziomu ambicji klimatycznej UE, czy kryzysu energetycznego. W niniejszym artykule przeanalizowano najważ-

niejsze strategie transakcyjne kupna/sprzedaży uprawnień, stosowane przez uczestników rynku uprawnień do emisji oraz główne motywy stosowania tych strategii, a także udział poszczególnych grup uczestników w rynku pozycji „długich” na rynku futures. Dominującą strategią handlu stosowaną przez podmioty funkcjonujące w systemie EU ETS jest tzw. „hedging”, czyli zakup uprawnień nawet kilka lat do przodu w celu zabezpieczenia cen energii przez ich wytwórców. Inną popularną strategią jest „carry trade”, czyli zakup uprawnień na rynku pierwotnym (aukcje) i ich odsprzedaży na rynku wtórnym. Z kolei sektor przemysłu woli gromadzić uprawnienia na kontach zabezpieczając się przed ich wzrostem w przyszłości w ramach tzw. „hoarding”. Aby rozliczyć emisje w roku poprzednim sektor przemysłu nie musi kupować uprawnień na rynku. Zamiast tego może zastosować tzw. „borrowing”, czyli pożyczyć uprawnienia przydzielone w danym roku. Pośrednicy finansowi, aby zapewnić

Spis skrótów:

COT	Commitment of Traders
ESMA	European Securities and Markets Authority
ICE	Intercontinental Exchange
EEX	European Energy Exchange

EU ETS	European Union Emission Trading System
EUA	European Union Allowance
EUAA	European Union Aviation Allowance
ETF	Exchange Traded Fund
OTC	Over The Counter

płynność rynkowi najczęściej kupują uprawnienia na rynku pierwotnym (aukcje) i odsprzedają je na rynku wtórnym, np. podmiotom funkcjonującym w systemie EU ETS. Z kolei inne instytucje finansowe, które funkcjonują na rynku w celu osiągnięcia długoterminowego zysku, najczęściej stosują strategię typu „buy and hold” („kup i trzymaj”). Najwięcej uprawnień na rynku futures za pomocą kontraktów terminowych nabywają producenci energii oraz sektor przemysłu (razem ok. 80%). Udział instytucji finansowych stanowi

resztę, z czego funduszy inwestycyjnych jedynie ok. 3,5% (dane „CoT”).

W artykule przedstawiono również produkty dostępne w ramach rynku uprawnień do emisji, z których mogą korzystać uczestnicy. Zdecydowana większość transakcji odbywa się za pośrednictwem kontraktów terminowych na giełdach obrotu poprzez rynek futures. Dużo mniejszy pod tym względem jest rynek kasowy (spot) oraz rynek pierwotny (aukcje).

Rodzaje uczestników rynku EU ETS

System EU ETS funkcjonuje w połączeniu z rynkiem uprawnień CO₂, na którym jego uczestnicy, tacy jak: operatorzy instalacji EU ETS (przemysł i wytwórcy energii elektrycznej), instytucje finansowe i kredytowe (banki), fundusze inwestycyjne i hedgingowe (czyli tzw. spekulanci), czy inne instytucje niefinansowe, dokonują transakcji w postaci zakupu lub sprzedaży uprawnień. Mogą również je nabywać poprzez rynek wtórny, dokonując transakcji natychmiastowych (kontrakty spot) lub terminowych (kontrakty futures) na giełdach lub poza giełdą.

Wytwórcy energii elektrycznej odpowiadają za ok. 50% emisji w systemie EU ETS, stąd też stanowią największe źródło popytu na uprawnienia na rynku. Energetyka, jako jedyny sektor w EU ETS jest zobowiązana do zakupu wszystkich uprawnień na rynku. Inaczej niż **sektor przemysłu**, który otrzymuje określoną liczbę bezpłatnych uprawnień i nie musi tak bardzo angażować się w rynek uprawnień do emisji jak sektor energetyczny. Instytucjami odpowiedzialnymi za dostarczenie uprawnień na rynek wyżej wymienionym sektorom są **podmioty finansowe i kredytowe**. Co charakterystyczne nie mają one obowiązku rozliczenia swoich emisji w systemie EU ETS. Są za to

często członkami różnych giełd pełniąc funkcję pośredników, czy brokerów dla instalacji funkcjonujących w ramach systemu EU ETS. Ich rola jest nie do przecenienia, ponieważ instytucje finansowe zapewniają odpowiednią płynność rynkowi, zapewniając zawarcie transakcji kupującym i sprzedającym. Na rynku dostępne są również podmioty finansowe, które nie muszą rozliczać się ze swoich emisji oraz nie wykonują funkcji pośredników finansowych. Są to najczęściej **fundusze inwestycyjne, fundusze hedgingowe, czy fundusze typu ETF**. Często celem tych podmiotów jest osiągnięcie zysków z transakcji na rynku w krótkim (w ciągu jednego dnia, miesiąca, kwartału, czy roku) lub długim terminie (w okresie kilku lub kilkunastoletnim).

Produkty dostępne w ramach rynku uprawnień do emisji

Uczestnicy systemu EU ETS mają dostęp do uprawnień do emisji poprzez rynek pierwotny, na którym mogą otrzymać uprawnienia bezpłatnie oraz kupić je na aukcji. Mogą również je nabywać poprzez rynek wtórny, dokonując transakcji natychmiastowych (kontrakty spot, czyli tzw. rynek kasowy) lub terminowych (kontrakty futures, forward). Do transakcji pomiędzy uczestnikami rynku CO₂ dochodzi najczęściej na rynkach regu-

lowanych jakimi są giełdy, które z założenia mają gwarantować większą ochronę uczestnikom, niż transakcje pozagiełdowe pod kątem prawidłowego rozliczania transakcji, przeciwdziałania nadużyciom rynkowym i manipulacjom cenowym czy też próbom prania pieniędzy. Na giełdach dochodzi do zawierania transakcji natychmiastowych (spot) lub terminowych (futures). Transakcje mogą być zawierane również poza giełdą, np. za pośrednictwem brokera na tzw. rynku OTC, najczęściej za pomocą niestandardyzowanych kontraktów forward lub za pomocą bilateralnych umów pomiędzy uczestnikami EU ETS¹.

W tej chwili w Europie uprawnienia do emisji można nabywać na trzech giełdach (tabela nr 1 pokazuje jakiego rodzaju produkty powiązane z uprawnieniami do emisji można na nich nabywać):

- **ICE Endex z siedzibą w Holandii;**
- **Energy Exchange (EEX) z siedzibą w Niemczech;**
- **Nasdaq Oslo z siedzibą w Norwegii.**

Dominującą formą obrotu na rynku uprawnień są kontrakty terminowe w ramach rynku futures z udziałem na poziomie ok. 89%. Oznacza to, że kontrakty natychmiastowe w ramach rynku kasowego (spot) oraz obrót na rynku pierwotnym w ramach aukcji stanowi jedynie ok. 11% udziału². Największą giełdą w Europie pod względem wolumenów obrotu, których przedmiotem są uprawnienia do emisji jest giełda ICE Endex, co wynika z dużej liczby zawieranych transakcji w formie kontraktów terminowych na tej giełdzie.

Jeżeli chodzi natomiast o podmioty, które mogą dokonywać transakcji na rynku uprawnień do emisji, to tak naprawdę nie ma ograniczeń. Kupować uprawnienia na rynku może praktycznie każdy podmiot, nawet inwestorzy indywidualni poprzez, np. zakup funduszu ETF (największym

obecnie jest KraneShares³ w USA) lub kontraktu terminowego na uprawnienia poprzez jedno z biur maklerskich (w Polsce tego typu usługi oferuje np. XTB). Najwięcej transakcji na tym rynku dokonują takie podmioty jak: pośrednicy finansowi (instytucje finansowe i kredytowe), operatorzy instalacji EU ETS (spółki energetyczne i przemysłowe) oraz inwestorzy krótko i długoterminowi (których określa się często spekulantami).



Dominującą formą obrotu na rynku uprawnień są kontrakty terminowe w ramach rynku futures z udziałem na poziomie ok. 89%. Oznacza to, że kontrakty natychmiastowe w ramach rynku kasowego (spot) oraz obrót na rynku pierwotnym w ramach aukcji stanowi jedynie ok. 11% udziału.

Strategie zakupowe stosowane przez uczestników EU ETS⁴

Producenci energii

Spółki energetyczne stanowią największą pod względem potrzeb zakupowych i rozliczenia swoich emisji grupę uczestników systemu EU ETS, ponieważ generują ok. 50% emisji w systemie EU ETS. Jako jedyny sektor w EU ETS energetyka nie otrzymuje bezpłatnych uprawnień i 100% emisji musi być pokrywana uprawnieniami zakupionymi na rynku.

Producenci energii, żeby zabezpieczyć przyszłą sprzedaż energii elektrycznej i związaną z nią emisję CO₂, mogą wykupywać uprawnienia nawet na 4 lata do przodu (ang. „hedging needs”). W praktyce producenci energii zajmują pozycje „długie” na kontraktach futures, z długim okresem

¹ ISDA, „Role of Derivatives in Carbon Markets”, wrzesień 2021 r.

² German Emissions Trading Authority (DEHSt) at the German Environment Agency, „Auctioning (EU ETS) German Auctioning of Emission Allowances Annual Report 2021”, luty 2022 r.

³ <https://kraneshares.com/carbon-suite/> (dostęp: 25.11.2022)

⁴ Przygotowano na podstawie pracy M. Pahle oraz S. Quemina: „Financials threaten to undermine the functioning of emissions markets”, 2022 r.

TABELA 1. UPRAWNIENIA EUA (PRODUKTY) DOSTĘPNE NA GIEŁDACH W EUROPIE.

Giełda	Produkty dostępne na rynku pierwotnym	Produkty dostępne na rynku wtórnym
EEX	Aukcje uprawnień EUA/EUAA w formie 2-dniowych kontraktów spot	Kontrakty spot na uprawnienia EUA/EUAA, kontrakty terminowe futures EUA/EUAA (np. DEC22, MAR23), opcje na kontrakty futures EUA
ICE Endex	Brak rynku pierwotnego	Kontrakty spot na uprawnienia EUA, kontrakty terminowe futures EUA/EUAA, opcje na kontrakty futures EUA
Nasdaq Oslo	Brak rynku pierwotnego	Kontrakty spot na uprawnienia EUA, kontrakty terminowe futures EUA

Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie informacji ze stron giełd EEX, ICE oraz Nasdaq.

zapadalności (np. na 2025 r. lub 2024 r.), tak aby zmniejszyć koszty i ryzyko związane z posiadaniem EUA. Zaletą tej strategii jest to, że nie trzeba wyłożyć całości środków finansowych na zakup uprawnień w późniejszym okresie, tylko ich niewielką część na pokrycie tzw. depozytu zabezpieczającego kontrakt. Drugą zaletą jest gwarancja ceny, na którą opiewa kontrakt w dniu jego wygaśnięcia. Firma zatem zyskuje na takim rozwiązaniu np. w przypadku drastycznego wzrostu cen uprawnień w przyszłości. Duże przedsiębiorstwa biorą udział w handlu uprawnieniami głównie za pośrednictwem swoich działów lub wyspecjalizowanych komórek handlowych, które wywodzą się z wieloletniego doświadczenia w działalności na rynkach towarowych przed wprowadzeniem EU ETS. Dlatego też mają one bezpośredni dostęp do rynku uprawnień poprzez wiele kanałów, takich jak aukcje (rynek pierwotny), giełdy i rynek pozagiełdowy OTC (rynek wtórny), dzięki czemu mogą pełnić również rolę pośrednika. W tym celu, oprócz zabezpieczania cen uprawnień w ramach hedgingu, mogą stosować strategię „carry trade”,

która polega np. na zakupie uprawnień na rynku pierwotnym (aukcje) i ich odsprzedaży na rynku wtórnym. Powyższą strategię stosują np. firmy Vattenfall, EDF czy Engie. Są też tacy producenci energii jak CEZ, czy Statkraft, którym bliżej do instytucji finansowych, ponieważ niemalże w całości występują w roli pośredników stosując strategię typu „carry trade”⁵.

Niestety nie ma odpowiednich danych, które wskazywałyby jaki dokładnie udział w rynku uprawnień posiadają producenci energii. W klasyfikacji stosowanej przez organ kontroli ESMA do raportowania transakcji na uprawnieniach EUA, producenci energii są klasyfikowani w kategorii „Commercial Undertakings”. Zgodnie z opublikowanymi danymi dotyczącymi raportowania transakcji (tzw. Commitment of Traders, w skrócie „COT”) ich udział w rynku zajmowanych na pozycjach długich na uprawnienia EUA wynosi obecnie ok. 59%, z czego (jak szacuje ESMA) połowę mogą stanowić producenci energii elektrycznej. Reszta to firmy handlowe obracające uprawnieniami EUA.

⁵ German Environment Agency, „Trading activities and strategies in the European carbon market. Final report, kwiecień 2022 r.



Spółki energetyczne stanowią największą pod względem potrzeb zakupowych i rozliczenia swoich emisji grupę uczestników systemu EU ETS, ponieważ generują ok. 50% emisji w systemie EU ETS. Jako jedyny sektor w EU ETS energetyka nie otrzymuje bezpłatnych uprawnień i 100% emisji musi być pokrywana uprawnieniami zakupionymi na rynku. Producenci energii, żeby zabezpieczyć przyszłą sprzedaż energii elektrycznej i związaną z nią emisję CO₂, mogą wykupywać uprawnienia nawet do 4 lat do przodu (ang. hedging needs).

Sektor przemysłu

Z uwagi na przydzielane bezpłatne uprawnienia sektor przemysłu posiada o wiele niższą potrzebę zaangażowania w rynek uprawnień do emisji niż sektor energetyczny. Historycznie, większość przedsiębiorstw mogła nawet korzystać z zaoszczędzonych uprawnień z poprzednich lat (gdyby dysponowały ich nadwyżką). Stałą praktyką obecnie jest natomiast pożyczanie uprawnień przydzielonych w danym roku do rozliczenia emisji w roku poprzednim (tzw. borrowing). Taka możliwość, w zależności od potrzeb, sprawia, że wiele przedsiębiorstw przemysłowych nie musi obecnie kupować uprawnień na rynku. Należy podkreślić, że w przyszłości, z uwagi na zacieśnianie celów redukcyjnych, może się to jednak zmienić. Natomiast obecnie niektórym firmom na kontach w rejestrze mogą zostawać uprawnienia, które zaoszczędzili z poprzednich lat. W takim wypadku dla poprawienia płynności finansowej mogą je sprzedać lub gromadzić na kontach zabezpieczając się przed ich zwyżką w przyszłości (ang. „hoarding”). Uprawnienia mogą być również wykorzystywane jako zabezpieczenie (ang. „collateral”) przy pożyczkach w celu obniżenia kosztów finansowania

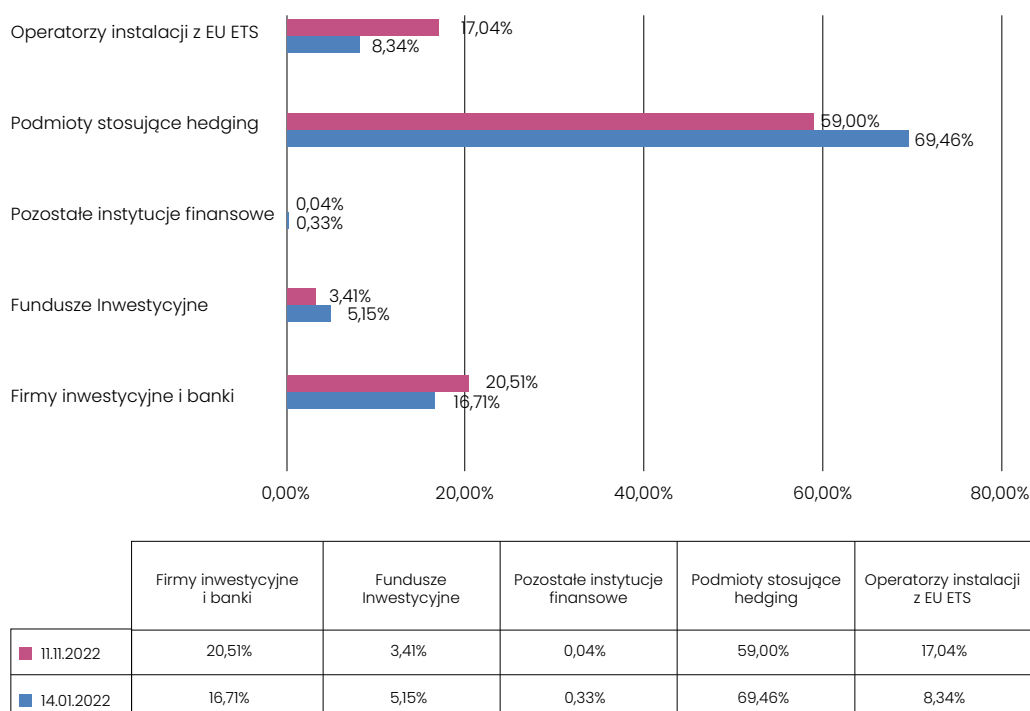
inwestycji. Jeżeli natomiast przedsiębiorstwom przemysłowym brakuje uprawnień to najczęściej korzystają one z usług wyspecjalizowanych pośredników, czyli brokerów lub banków.

W klasyfikacji podmiotów stosowanej przez ESMA sektor przemysłu zalicza się do kategorii „EU ETS operators”. Zgodnie z danymi „COT” udział przemysłu w rynku pozycji długich na uprawnienia EUA wynosi obecnie nie mniej niż 17%, aczkolwiek część tego udziału może przypadać również producentom energii (bo np. w raportach transakcyjnych do ESMA podali, że należą akurat do tej kategorii podmiotów).

Strategie zakupowe stosowane przez instytucje finansowe

Pośrednicy finansowi

Podmioty finansowe, które nie mają obowiązku rozliczenia się z emisji w ramach systemu EU ETS mogą działać jako pośrednicy pomiędzy podmiotami funkcjonującymi w tym systemie, które chcą kupić lub sprzedać uprawnienia, zapewniając płynność rynkowi. Zazwyczaj pośrednicy zabezpieczają swoje transakcje wystawiając kontrakt futures lub forward dający prawo do sprzedaży uprawnień w przyszłości po z góry określonej cenie (tzw. pozycja short). W tym celu zakupują uprawnienia na rynku pierwotnym (w drodze aukcji) lub na rynku kasowym (spot). Pośrednicy finansowi mogą również handlować na własny rachunek, czerpiąc zyski ze swoich transakcji. Rolą pośredników jest również niwelowanie wszelkich niedopasowań między popytem a podażą, dostarczając na rynek uprawnień, co pomaga zminimalizować koszty transakcyjne operatorom instalacji funkcjonujących w ramach systemu EU ETS. W klasyfikacji podmiotów stosowanej przez ESMA pośredników zalicza się do kategorii „Investment Firms or Credit Institutions”.

WYKRES 1. UDZIAŁ POSZCZEGÓLNYCH KATEGORII PODMIOTÓW W RYNKU ZAJMOWANYCH POZYCJI „DŁUGICH” NA UPRAWNIENIA EUA ZGODNIE Z KLASYFIKACJĄ „COT”.


Źródło: Opracowanie własne KOBiZE na podstawie danych z giełdy ICE Future Europe

Zgodnie z danymi „COT” udział pośredników w rynku pozycji długich na uprawnienia EUA wynosi obecnie ok. 20%. Natomiast dużo wyższy udział, z racji pełnionej roli, przypada pośrednikom w rynku pozycji short (prawo do sprzedaży uprawnień). Wynosi on obecnie ok. 85%.



Podmioty finansowe, które nie mają obowiązku rozliczenia się z emisji w ramach systemu EU ETS mogą działać jako pośrednicy pomiędzy podmiotami funkcjonującymi w tym systemie, które chcą zakupić lub sprzedać uprawnienia, zapewniając płynność rynkowi. Zazwyczaj pośrednicy zabezpieczają swoje transakcje wystawiając kontrakt „futures” lub „forward” dający prawo do sprzedaży uprawnień w przyszłości po z góry określonej cenie (tzw. pozycja short). W tym celu kupują uprawnienia na rynku pierwotnym (w drodze aukcji) lub na rynku kasowym (spot).

Inwestorzy (spekulanci)

Na rynku znajdują się również podmioty, które nie mają obowiązku rozliczenia się z emisji lub nie spełniają roli pośredników finansowych. Ich celem jest zarobienie pieniędzy w krótkim lub długim terminie. Dlatego można podzielić tego typu podmioty na spekulantów (inwestorów) krótko lub długoterminowych. Oczywiście ich działalność wiąże się również z poniesieniem ewentualnej straty. Należy zauważyć, że spekulanci są obecni na prawie wszystkich rynkach finansowych, które dają jakiegokolwiek perspektywy zarobku. Spekulanci krótkoterminowi dążą do uzyskania zysków w perspektywie dziennej, miesięcznej czy rocznej. Wykorzystują oni krótkoterminowe wahania cen przez co mogą powodować wzrost zmienności cen. Z kolei inwestorzy długoterminowi działają zazwyczaj w perspektywie kilku lub kilkunasto-letniej (np. fundusze emerytalne, które inwestują w horyzoncie 10-15 lat) stosując strategię typu „kup i trzymaj” lub inaczej mówiąc „zakład jednokierunkowy”.

TABELA 2. ROSNĄCE LICZBY PODMIOTÓW ZAANGAŻOWANYCH W TRANSAKCJE NA RYNKU UPRAWNIENÍ DO EMISJI W LATACH 2018-2022 (DANE Z GIEŁD ICE ORAZ EEX).

ICE	Compliance Entities and Other Non-Financials	Funds and Other Financials	Investment Firms	Total
2018	140	206	38	384
2019	154	248	41	443
2020	162	278	42	482
2021	301	368	100	769
2022*	301	374	116	791

* Data until 4 March 2022

EEX	Compliance Entities and Other Non-Financials	Funds and Other Financials	Investment Firms	Total
2018	38	0	10	48
2019	44	0	16	60
2020	56	0	16	72
2021	68	1	24	93
2022*	63	0	33	96

* Data until 4 March 2022

Źródło: ESMA

To właśnie ich działalność wiąże się z największym ryzykiem destabilizacji systemu EU ETS, ponieważ teoretycznie na tak stosunkowo niewielkim rynku jakim jest rynek uprawnień do emisji (np. w stosunku do rynku paliw, czy węgla), mogą wykupić większość wolumenów drastycznie ograniczając ich podaż i trzymać je na rachunkach przez bardzo długi czas. Ma to szczególne znaczenie dla operatorów funkcjonujących w systemie EU ETS, którzy są zobligowani rozliczyć się z emisji. Do grupy spekulantów długoterminowych można również zaliczyć coraz bardziej zyskujące na popularności fundusze ETF. Tego typu fundusze mogą np. nabywać uprawnienia w imieniu inwestorów indywidualnych trak-

tując je jako niemal w 100% pewna lokata kapitału. Zwiększenie dostępu do funduszy ETF inwestujących w fizyczne uprawnienia lub ich kontrakty może przerodzić się w tzw. „manię zakupową” i doprowadzić do powstania bańki cenowej, której „pęknięcie” następuje najczęściej przy udziale inwestorów indywidualnych.

W klasyfikacji podmiotów stosowanej przez ESMA pośredników zalicza się do dwóch kategorii „Investment Funds” oraz „Other Financial Institutions”. Zgodnie z danymi „COT” udział pośredników w rynku pozycji długich na uprawnienia EUA wynosi obecnie ponad 3%.



Działalność spekulantów wiąże się generalnie z dużym ryzykiem destabilizacji systemu EU ETS, ponieważ teoretycznie na tak stosunkowo niewielkim rynku jakim jest rynek uprawnień do emisji (np. w stosunku do rynku paliw, czy węgla), mogą wykupić większość wolumenów drastycznie ograniczając ich podaż i trzymać je na rachunkach przez bardzo długi czas. Ma to szczególne znaczenie dla operatorów funkcjonujących w systemie EU ETS, którzy „chcąc nie chcąc” muszą się rozliczyć z emisji.

Podsumowanie i wnioski

Rok 2021 i 2022 upłynął pod znakiem coraz bardziej aktywnych na rynku podmiotów kupujących uprawnienia w celach zarobkowych (pośredników i funduszy inwestycyjnych). W ich oczach rynek uprawnień stał się bardzo obiecującą okazją inwestycyjną z uwagi na m.in. zaostrzenie polityki klimatycznej UE (czyli zwiększenie celów redukcyjnych w EU ETS i wzrost popytu na uprawnienia w przyszłości, kryzys energetyczny – wzrost cen surowców energetycznych i energii), brak jakichkolwiek ograniczeń w uczestnictwie w tym rynku, czy też brak „zaworu bezpieczeństwa” pozwalającego na interwencję KE na tym rynku, jeżeli ceny rostyby zbyt szybko. Ma to swoje odzwierciedle-

nie w liczbach – zgodnie z danymi Europejskiego Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (European Securities and Markets Authority, w skrócie ESMA) od 2018 r. liczba funduszy inwestycyjnych i firm inwestycyjnych (pośredników) wzrosła odpowiednio o ok. 82% oraz 210%, przy czym można zaobserwować, że dynamika tych wzrostów wyraźnie przyspieszyła w 2021 r. W tym samym czasie bardzo mocno wzrosło zaangażowanie w rynku operatorów EU ETS i firm niefinansowych – o blisko 105%. Wzrost liczby uczestników rynku EU ETS zbiegł się w czasie ze wzrostem wolumenów obrotu. Zgodnie z danymi Refinitiv w latach 2019–2021 obrót uprawnieniami do emisji (bez uwzględnienia opcji) wzrósł o ok. 40%.

TABELA 3. LICZBA PODMIOTÓW Z PODZIAŁEM NA PODMIOTY UCZESTNICZĄCE W SYSTEMIE EU ETS ORAZ PODMIOTY POZOSTAŁE (DANE Z GIEŁD EEX I ICE).

Rok/ Kategoria	Operatorzy EU ETS + firmy niefinansowe (stosujące m.in. hedging)	Wzrost % vs. 2018 r.	Fundusze inwestycyjne	Wzrost % vs. 2018 r.	Firmy Inwestycyjne	Wzrost % vs. 2018 r.
2018	178	x	206	x	48	x
2019	198	11,23%	248	20,39%	57	18,75%
2020	218	22,47%	278	34,95%	58	20,83%
2021	369	107,30%	369	79,12%	124	158,33%
2022	364	104,49%	374	81,55%	149	210,47%

Źródło: dane ESMA

Obserwując ostatnie zwiększone zainteresowanie rynkiem EU ETS należy przypuszczać, że w kolejnych latach będzie następował dalszy wzrost udziału w tym rynku funduszy inwestycyjnych oraz pozostałych podmiotów, które będą chciały zarobić na wzrostach cen uprawnień. Najprawdopodobniej rynek stanie się bardziej atrakcyjny dla osób fizycznych, które również będą chciały zarabiać na przyszłej hossie na uprawnieniach do emisji. Mogą to zrobić np. za pośrednictwem coraz bardziej popularnych i łatwo dostępnych w Europie funduszy typu ETF. Nie ulega wątpliwości, że w dłuższym terminie ceny uprawnień na tym rynku będą rosły. Przemawiają za tym prognozy publikowane przez ośrodki analityczne, które spodziewają się np., że ceny w 2030 r. osiągną poziom ponad 140 EUR, czy czynniki fundamentalne wskazujące, że do kupienia na rynku w obecnym okresie rozliczeniowym EU ETS z roku na rok będzie coraz mniej uprawnień (z uwagi na m.in. pakiet „Fit for 55”, czy zaostrzenie działania rezerwy MSR).

Bibliografia

1. European Commission, “EU ETS Handbook”, 2015 r.
2. European Securities and Markets Authority (ESMA), “Final report Emission Allowances and derivatives thereof”, 28 marca 2022 r.
3. German Emissions Trading Authority (DEHSt) at the German Environment Agency, “Auctioning (EU ETS) German Auctioning of Emission Allowances Annual Report 2021”, luty 2022 r.
4. German Environment Agency, “Trading activities and strategies in the European carbon market. Final report”, kwiecień 2022 r.
5. ISDA, “Role of Derivatives in Carbon Markets”, wrzesień 2021 r.
6. Jeszke, r. „Rozwój Europejskiego System handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS)”, Klimat i Energia – Materiały szkoleniowe dla słuchaczy studiów podyplomowych IOŚ-PIB, Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy, ISBN 978-83-60312-98-8, Warszawa, 2021/2022 r.
7. Jeszke, r., Lizak, S., Reflections on the Mechanisms to Protect Against Formation of Price Bubble in the EU ETS Market, Institute of Environmental Protection – National Research Institute, Warsaw, 2021. Vol. 32, No 2, 2021, pp.8-17., DOI 10.2478/oszn-2021-0005.
8. MiFID II Commitment of Traders Reports (COT) – publikowane na stronie giełdy ICE Futures Europe.
9. Komisja Europejska, Sprawozdanie w sprawie funkcjonowania europejskiego rynku uprawnień do emisji dwutlenku węgla (raport za 2020 r.), 26 października 2021 r.
10. M. Pahle, S. Quemin: “Financials threaten to undermine the functioning of emissions markets”, 2022 r.
11. Refinitiv, Carbon Market Year in review 2021, 31 stycznia 2022 r.

* Autor dziękuje za pomoc przy opracowaniu merytorycznej części artykułu oraz za wszystkie cenne uwagi i sugestie Maciejowi Pyrce oraz Robertowi Jeszke. Prosimy o przesyłanie uwag, pytań lub komentarzy do artykułu na adres: sebastian.lizak@kobize.pl





Nowy europejski Bauhaus: unijne wsparcie dla miast i obywateli w zakresie inicjatyw lokalnych ukierunkowanych na zrównoważony rozwój i zieloną transformację

Autor:

Joanna Żabicka, Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej, KOBiZE

Nowy europejski Bauhaus: unijne wsparcie dla miast i obywateli w zakresie inicjatyw lokalnych ukierunkowanych na zrównoważony rozwój i zieloną transformację

Słowa kluczowe: Nowy Europejski Bauhaus, Europejski Zielony Ład, energia, klimat, Unia Europejska, zrównoważony rozwój, zielona transformacja, partycypacja społeczna, architektura, wzornictwo



Autorka:
Joanna Żabicka

Streszczenie

Nowy Europejski Bauhaus (NEB) jest przykładem bardzo interesującej unijnej inicjatywy ukazującej, w jaki sposób nowoczesne, przyjazne dla środowiska, posiadające oddolny i włączający charakter działania w obszarze architektury i wzornictwa przemysłowego mogą odpowiadać na wyzwania cywilizacyjne współczesnego świata oraz zagrożenia z tym związane, wspierając równocześnie rozwój lokalnych społeczności. Poprzez takie interdyscyplinarne projekty możliwe jest zwrócenie uwagi społeczeństwa na istotne kwestie, jakimi niewątpliwie są ochrona klimatu, postawa odpowiedzialności młodego pokolenia i dbałość o lokalne środowisko. NEB

może stanowić kreatywne narzędzie wspomagające proces długoterminowej poprawy efektywności energetycznej budynków, obniżenia emisji CO₂ oraz poprawy jakości powietrza. Integracja wielu dyscyplin w działaniach na rzecz poprawy jakości przestrzeni i życia społeczności wiąże się także z procesami komunikacji wiedzy poza kręgi profesjonalne. Artykuł prezentuje ideę oraz główne założenia NEB, omawiając na jego przykładzie rolę popularyzacji i facylitacji lokalnych inicjatyw społecznych, mających na celu kształtowanie oraz wdrożenie w życie wzorców ukierunkowanych na zrównoważony rozwój i zieloną transformację.

Nowy Europejski Bauhaus (ang. New European Bauhaus, NEB) jest to inicjatywa środowiskowa, gospodarcza i kulturalna dla Europy, zainaugurowana przez Przewodniczącą Komisji Europejskiej Ursulę von der Leyen w jej orędziu o stanie Unii Europejskiej w 2020 r.¹, o której rok później wyraziła przekonanie, że jeśli Europejski Zielony Ład ma duszę, to właśnie Nowy Europejski Bauhaus doprowadzi do eksplozji kreatywności w całej Unii².



**Jeśli Europejski Zielony Ład ma duszę,
to właśnie Nowy Europejski Bauhaus
doprowadzi do eksplozji kreatywności
w całej Unii.**

¹ Orędzie o stanie Unii 2020, 16 września 2020 r. (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_20_1655; dostęp 08.07.2022 r.)

² Orędzie o stanie Unii 2021, 15 września 2021 r. (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ov/SPEECH_21_4701; dostęp 08.07.2022 r.)

Celem artykułu jest przedstawienie roli popularyzacji i facylitacji lokalnych inicjatyw społecznych, mających na celu kształtowanie oraz wdrożenie w życie wzorców ukierunkowanych na zrównoważony rozwój i zieloną transformację, na przykładzie projektu NEB. Poniższy tekst jest przyczynkiem do przybliżenia czytelnikom genezy NEB, jego założeń i wyzwań, źródeł finansowania, harmonogramu wdrożenia, a także konkretnych przykładów działań składających się na realizację tego przedsięwzięcia, w tym również w kontekście lokalnym (i krajowym) z udziałem lokalnych społeczności.

Inspiracją do powołania przedmiotowej inicjatywy była słynna szkoła designu i architektury Bauhaus, założona w 1919 r. w Weimarze przez architekta Waltera Gropiusa. W swojej pedagogice i myśli koncepcyjnej pierwotny Bauhaus dążył do nadania kształtu uniwersalnemu modernizmowi, w którym obok aspektów związanych z mieszkalnictwem, samowystarczalnością i prowadzeniem gospodarstwa domowego, istotną rolę odgrywały aspekty dotyczące całego społeczeństwa. W stylu Bauhaus to forma podążała za funkcją, nie odwrotnie. W latach 1919–1933 Bauhaus dostarczył istotnych impulsów dla rewolucji myśli i działań w architekturze i sztuce XX wieku³.

Bauhaus i jego wzorcowe obiekty w Weimarze i Dessau-Roßlau zostały wpisane na Listę Światowego Dziedzictwa UNESCO w 1996 r. Spoglądając na poniższe przykłady ikonicznych już budynków szkoły Bauhausu (zob. Zdjęcie 1, Zdjęcie 2), rzeczywiście trudno jest uwierzyć w to, że powstawały one aż 100 lat temu. I prawdę mówiąc, z tej perspektywy nie sposób odmówić im ich świadectwa wizjonerstwa i innowacyjności. Te same budynki stanowią obecnie również dobry przykład udanej rewitalizacji tego typu obiektów historycznych.



Przykładowe budynki Bauhausu w Dessau-Roßlau: wejście do budynku uczelni Bauhaus (1926)

Źródło: fot. J. Żabicka



Przykładowe budynki Bauhausu w Dessau-Roßlau: jeden z Domów Mistrzów projektu Waltera Gropiusa (1925–26)

Źródło: fot. J. Żabicka

Mimo wszystko nasuwa się w tym miejscu pytanie, co wspólnego ze sobą mają historyczna uczelnia artystyczno-rzemieślnicza i kierunek architektoniczny oraz współczesna unijna polityka klimatyczno-energetyczna? Pozornie nic, a jednak całkiem sporo. W swojej współczesnej odsłonie NEB ma w założeniu stanowić siłę napędową, dzięki której transformacja w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r., przewidziana w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (a w szczególności nowego planu działania UE dotyczącego gospodarki o obiegu zamkniętym – Circular Economy Action Plan, CEAP), będzie mo-

3 100 lat Bauhausu. Osiem faktów na temat Bauhausu, które trzeba znać. (<https://www.goethe.de/ins/pl/pl/kul/mag/21356319.html>; dostęp 11.07.2022 r.)

gła odbyć się w sposób oparty na estetyce, funkcjonalności i najnowszych technologiach oraz ukierunkowany na człowieka.



W swojej współczesnej odsłonie NEB ma w założeniu stanowić siłę napędową, dzięki której transformacja w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r., będzie mogła odbyć się w sposób oparty na estetyce, funkcjonalności i najnowszych technologiach oraz ukierunkowany na człowieka.

Zatem w założeniu wspólny mianownik obu inicjatyw stanowi postawienie człowieka w centrum zainteresowania, przy równoczesnym nacisku na estetykę, funkcjonalność, innowacyjność oraz multidyscyplinarność. Zadaniem współczesnego NEB jest stworzenie intelektualnej przestrzeni dla integracji środowisk nauki, technologii, kultury oraz sztuki w sposób, dzięki któremu naukowcy uzyskają możliwość znalezienia rozwiązań dla aktualnych problemów identyfikowanych przez obywateli oraz społeczeństwa.



Zadaniem współczesnego NEB jest stworzenie intelektualnej przestrzeni dla integracji środowisk nauki, technologii, kultury oraz sztuki w sposób, dzięki któremu naukowcy uzyskają możliwość znalezienia rozwiązań dla aktualnych problemów identyfikowanych przez obywateli oraz społeczeństwa.

Dzięki tej unijnej inicjatywie możliwe będzie przyspieszenie transformacji różnych sektorów gospodarki, w tym m.in. budownictwa, przemysłu tekstylnego czy meblarskiego, w wyniku którego obywatelom zapewniony zostanie dostęp do towarów i usług, przy zachowaniu zasad gospodarki o obiegu zamkniętym oraz redukcji emisji CO₂. W ramach NEB, którego najważniejszymi wartościami są zrównoważony rozwój oraz zaangażowanie społeczności lokalnych, prowadzone będą inwestycje rozwijające estetykę zielonej transformacji w atrakcyjny, innowacyjny, stworzony przez człowieka sposób, zgodnie z przewodnim hasłem tej inicjatywy: „beautiful – sustainable – together” (tłum.: piękny – zrównoważony – razem). NEB ma mieć charakter inkluzywny, rozszerzający możliwości stojące przed jego uczestnikami i zachęcający ich do szeroko rozumianego dialogu.

Ogólnie na finansowanie projektów w ramach NEB w latach 2021-2022 przeznaczone zostanie 85 mln EUR w ramach różnych programów unijnych, takich jak:

- program w zakresie badań i innowacji Horyzont Europa (HORIZON);
- program działań na rzecz środowiska i klimatu (LIFE 2021-2027);
- Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego (European Regional Development Fund, ERDF).

NEB jest również włączany do wielu różnorodnych programów UE jako element kontekstu lub jeden z priorytetów, bez wcześniej określonego budżetu, w tym do:

- programu Kreatywna Europa (Creative Europe 2021-2027, CREA);
- programu Erasmus+ (ERASMUS);
- programu na rzecz jednolitego rynku (Single Market Programme, SMP);
- Europejskiego Korpusu Solidarności (European Solidarity Corps, ESC);
- programu Cyfrowa Europa (Digital Europe Programme, DEP).

Realizacja projektu NEB została podzielona na następujące 3 fazy (zob. Tabela 1), które częściowo były, są i będą prowadzone równolegle:

• **faza projektowania** – 4. kwartał 2020 r. – 3. kwartał 2021 r. (1 rok) – celem tej fazy (już zakończonej) było stworzenie ram zawierających zaproszenia do składania wniosków dla co najmniej pięciu obszarów, w których możliwe jest zmaterializowanie koncepcji NEB, która umożliwi przyspieszenie, skonkretyzowanie i urzeczywistnienie dobrych pomysłów. Programy pilotażowe były dystrybuowane w różnych państwach członkowskich UE;

• **faza realizacji** – 4. kwartał 2021 r. – 2023 r.+ (ponad 2 lata) – rozpoczęła się w momencie utworzenia programów pilotażowych NEB. Inicjatywy towarzyszące zidentyfikowane w fazie projektowania oraz sieci i platformy cyfrowe stanowią uzupełnienie programów pilotażowych mających na celu ustrukturyzowanie i rozpowszechnienie ruchu. Społeczność NEB stworzona ze wszystkich uczestników fazy projektowania monitoruje realizację programów, a wszyscy partnerzy zaangażowani w przedmiotową inicjatywę pozyskują wiedzę, doświadczenie oraz czerpią korzyści z pierwszych eksperymentów w celu uzyskania późniejszej zdolności do wywierania wpływu.

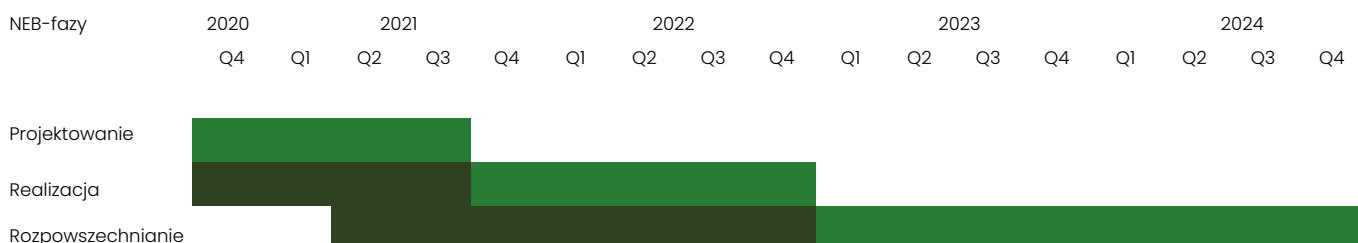
• **faza rozpowszechniania** – 1. kwartał 2023 r. – 2024 r.+ (ponad 2 lata) – w tej fazie NEB skupi się na rozpowszechnianiu dobrych pomysłów i kon-

cepcji nie tylko w Europie, ale także poza nią. Będzie to dotyczyło nawiązywania kontaktów, a także dzielenia się pomiędzy praktykami wiedzą na temat najlepszych dostępnych metod, rozwiązań i prototypów. Celem tych działań będzie umożliwienie liderom zmian powielania uzyskanych przez nich doświadczeń w społecznościach lokalnych miast i obszarów wiejskich, jak również inspirowanie w ten sposób nowego pokolenia architektów i projektantów.

Aby osiągnąć cele NEB, Komisja Europejska wspiera ruch zainteresowanych osób i organizacji. W tym celu organizuje m.in. doroczny festiwal oraz przyznaje nagrody NEB. W ramach konkursów ogłaszanych przez Komisję Europejską możliwe jest uzyskanie wsparcia ekspertów lub finansowego na realizację przedsięwzięć wpisujących się w koncepcję NEB. Nagrody przyznawane są projektom i pomysłom, które przyczyniają się do tworzenia pięknych, zrównoważonych i integracyjnych miejsc, w czterech kategoriach:

- powrót do natury;
- odzyskanie poczucia przynależności;
- nadanie priorytetu miejscom i ludziom, którzy tego najbardziej potrzebują;
- kształtowanie ekosystemu przemysłowego obiegu zamkniętym i wspieranie myślenia w kategoriach cyklu życia produktu.

TABELA 1. HARMONOGRAM REALIZACJI PROJEKTU NEB.



Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów Komisji Europejskiej

W każdej z powyższych kategorii odbywają się dwa równoległe wątki konkursowe: „New European Bauhaus Awards” – za istniejące już realizacje, ukończone w ciągu ostatnich dwóch lat oraz „Nowe europejskie wschodzące gwiazdy Bauhausu” – za koncepcje lub pomysły zgłaszane przez młodych twórców poniżej 30 roku życia. W realizację przedsięwzięć zaangażowani mogą być zarówno przedsiębiorcy, jak i samorządy czy naukowcy. Wśród finalistów w obu kategoriach mieliśmy już reprezentantów Polski:

- modułowe ogrody żaluzjowe, które pozwalają każdemu mieć ogród przy swoich oknach, szczególnie osobom mieszkającym w wieżowcach bez balkonów⁴;
- projekt adaptacji spichlerzy wiejskich zgodnie z koncepcją FOLK⁵;
- projekt Rokietnica – przekształcenia zrujnowanej posiadłości wiejskiej w lokalne centrum społeczności i regionalne centrum innowacji⁶.

Ponadto na początku kwietnia br. Komisja Europejska uruchomiła laboratorium NEB (NEB Lab)⁷ w postaci ośrodka analityczno-projektowego, w którym wspólnie opracowywane będą prototypy, testowane narzędzia oraz przygotowywane rozwiązania i zalecenia w dziedzinie polityk. Uruchomienie laboratorium NEB zainicjowało zaproszenie do sympatyków przedmiotowej inicjatywy o bardziej bezpośrednio zaangażowanie przedsiębiorstw i podmiotów publicznych (regionów, miast i wsi) w to przedsięwzięcie. Jego celem jest dalszy rozwój tej społeczności, liczącej obecnie ponad 450 oficjalnych partnerów, członków okręgiego stołu wysokiego szczebla, punktów kontaktowych rządów krajowych oraz zwycięzców i finalistów nagród NEB.

Podczas tworzenia infrastruktury (w tym platformy cyfrowej) w ramach laboratorium NEB⁸ Komisja Europejska zaprosiła społeczność NEB do współpracy w zakresie następujących tematów:

- **„Strategia oznaczania”** – przedsięwzięcie, w ramach którego zaproszono ekspertów, pracowników akademickich i specjalistów w dziedzinie zrównoważonego rozwoju, włączenia społecznego i estetyki do wniesienia wkładu w stworzenie wytycznych i ram oceny, które pomogą zapewnić, by projekty były dobrze dostosowane do wartości NEB;
- **„Analiza i badania eksperymentalne rozwiązań regulacyjnych”** – prace ukierunkowane na zbadanie, w jaki sposób ramy regulacyjne obowiązujące na wszystkich szczeblach mogą wspierać opracowywanie projektów w ramach NEB;
- **„Innowacyjne instrumenty finansowe”** – dwa odrębne przedsięwzięcia, które umożliwią zbadanie innowacyjnych rozwiązań w ramach NEB w zakresie finansowania projektów przy aktywnym zaangażowaniu interesariuszy w obszarach finansowania społecznościowego i publicznego oraz współfinansowania w kontekście działalności charytatywnej.

Wymienione powyżej zagadnienia stanowią uzupełnienie bieżących inicjatyw mających na celu promowanie transformacji miejsc nauki, a także wniosków o wsparcie obywateli miast, miasteczek i obszarów wiejskich w propagowaniu projektu NEB w ich społecznościach lokalnych w ramach polityki spójności, poprzez zaproszenie do składania wniosków w ramach:

- **„Zaangażowania obywatelskiego”** – projekt ma na celu zachęcenie obywateli do określenia wyzwań istotnych dla ich społeczności lokalnych z punktu widzenia NEB oraz do współpracy przy opracowywaniu rozwiązań. Projekty mają pomóc

4 <https://prizes.new-european-bauhaus.eu/node/304046> ;(dostęp 11.07.2022 r.)

5 <https://prizes.new-european-bauhaus.eu/node/304209> ;(dostęp 11.07.2022 r.)

6 <https://prizes.new-european-bauhaus.eu/node/292415> ;(dostęp 11.07.2022 r.)

7 Więcej informacji o NEB Labie na stronie: https://europa.eu/new-european-bauhaus/about/neb-lab_en ;(dostęp 12.07.2022 r.)

8 https://europa.eu/new-european-bauhaus/about/neb-lab_en ;(dostęp 12.07.2022 r.)

im wyrobić bardziej zrównoważone nawyki, opracować nowe produkty, usługi lub rozwiązania, a także stać się inicjatorami zmian;

• **„Wspólnego tworzenia przestrzeni publicznej”**

– projekt ma na celu wsparcie dla innowacyjnych rozwiązań w dziedzinach związanych z NEB dzięki zachęcaniu podmiotów lokalnych do opracowywania inspirujących, pięknych i zrównoważonych pomysłów na przeprojektowanie przestrzeni publicznej w miastach, na obszarach miejskich i wiejskich, kreujących równocześnie nowe rozwiązania w zakresie transformacji;

• **„Wsparcia dla lokalnych inicjatyw w zakresie NEB”**

– projekt ma na celu zapewnienie pomocy technicznej małym i średnim gminom, które nie dysponują potencjałem ani bogatą wiedzą fachową, niezbędną do realizacji ich inicjatyw w zakresie NEB. W ramach tego zaproszenia ma zostać wybranych 20 koncepcji projektów, ukierunkowanych na konkretne miejsca, które skorzystają z dostosowanego do potrzeb wsparcia udzielanego w terenie przez grupę interdyscyplinarnych ekspertów, aby ukształtować te koncepcje zgodnie z założeniami NEB i celami Europejskiego Zielonego Ładu.

Wsparcie w powyższych obszarach tematycznych, udzielane w ramach unijnej polityki spójności, winno przyczynić się do wprowadzenia ukierunkowanego na konkretne zagadnienia podejścia do inicjatyw w zakresie NEB na szczeblu regionalnym i lokalnym, a także do zaangażowania władz publicznych w państwach członkowskich w uruchamianie większej liczby projektów w zakresie NEB także na szczeblu krajowym.

NEB stanowić będzie również przestrzeń dla realizacji inicjatyw o charakterze oddolnym, regionalnym, związanym z naszym współistnieniem w Europie, takich jak:

• **„Nowy europejski Bauhaus: kierunek południe”**

– projekt skupiający sześć szkół architektonicznych z państw Europy Południowej (Portugalii, Hiszpanii, Francji, Włoch, Chorwacji i Grecji), które wspólnie zastanawiać się będą nad edukacją i jej poprawą dzięki architekturze;

• **„Nordycki Bauhaus neutralny pod względem emisji CO₂”**

– projekt skupiający się na wymianie doświadczeń, w jaki sposób architektura, design i sztuka mogą przyczynić się do stworzenia neutralnego pod względem emisji CO₂ środowiska zbudowanego i środowiska życia w sposób sprzyjający włączeniu społecznemu;

• **„Nowy europejski Bauhaus w górach”**

– projekt mający na celu poprawę jakości środowiska zbudowanego oraz jakości życia obywateli na obszarach wiejskich i górskich.

W tym miejscu warto zwrócić uwagę na doświadczenia Polski z programem NEB. Od stycznia 2022 r. krajowym punktem kontaktowym (KPK) programu jest Sieć Badawcza Łukasiewicz, zrzeszająca grupę 4.500 naukowców i inżynierów pracujących dla biznesu, którzy wspierają go w rozwiązywaniu problemów technologicznych, prowadzeniu projektów badawczo-rozwojowych, unowocześnianiu urządzeń, tworzeniu nowych produktów i dążeniu do tego, aby technologie działały lepiej, były tańsze i efektywniejsze. W ramach NEB Łukasiewicz prowadzi prace nad własnymi projektami, przykładowo nad projektem renowacji bloków z wielkiej płyty w kontekście poprawy efektywności energetycznej i walorów estetycznych tych budynków. Poza tym, pełniąc rolę KPK, Łukasiewicz zrzesza i koordynuje sieć Partnerów i Przyjaciół NEB.

Partnerem NEB⁹ może zostać każda jednostka, która nie jest nastawiona na zysk lub nie jest częścią administracji publicznej lub samorządowej. Rolą Partnerów NEB jest pomoc w budowaniu i in-

⁹ Więcej informacji o statusie Partnera NEB oraz związanej z jego uzyskaniem procedury aplikacyjnej na stronie https://europa.eu/new-european-bauhaus/get-involved/call-partners_en; (dostęp 12.07.2022 r.)

spirowaniu społeczności NEB. Jednocześnie pełnią oni rolę rzeczników tej inicjatywy. Aby zostać Partnerem NEB, należy przejść czteroetapową procedurę aplikacyjną, której celem jest weryfikacja, czy i w jakim stopniu misja, wartości, doświadczenie oraz cele organizacji wpisują się w ogólne cele NEB. Komisja Europejska dokonuje systematycznego przeglądu otrzymywanych wniosków w celu sprawdzenia zakresu, jakości, skali oraz różnorodności proponowanych działań. Nabór aplikacji jest prowadzony stale, z miesięczną przerwą wakacyjną – system dla wniosków partnerskich został ponownie otwarty we wrześniu br. Polskie podmioty, które dotychczas uzyskały status Partnera NEB to BWA Wrocław, Wydział Architektury Politechniki Wrocławskiej, Fundacja Ochrony Krajobrazu, Laboratorium Architektury 60+, Fundacja Skwer Sportów Miejskich, Laboratory for Urban Research and Education, Muzeum Sztuki Nowoczesnej w Warszawie, Izba Architektów Polskich, PPNT Gdynia, Stowarzyszenie Czas Przestrzeń Tożsamość, Stowarzyszenie Traffic Design, Uniwersytet SWPS, Politechnika Warszawska.

Natomiast wszystkie pozostałe podmioty – instytucje nastawione na zys oraz administracja publiczna lub samorządowa – mogą zostać **Przyjacielem NEB¹⁰**. Adresatami tej formy współpracy są miasta, miasteczka, wsie, regiony i firmy. Również w tym przypadku należy wypełnić i złożyć stosowny wniosek. Po pozytywnym przejściu czteroetapowego procesu aplikacyjnego, nowi Przyjaciele NEB dołączają do istniejącej społeczności 450 podmiotów, o których wspominaliśmy wcześniej. Przyjaciele stanowią bardzo cenny zasób społeczności NEB. Mają dostęp do dedykowanej platformy internetowej, hostowanej i utrzymywanej przez Komisję Europejską. Platforma ta wspiera networking, budowanie społeczności i dzielenie się wiedzą. Przyjaciele NEB na zaproszenie mogą uczestniczyć w projektach prowadzonych przez Komisję lub społeczność NEB. Mogą również pole-

cać projekty Partnerom, a także wspierać ich na kilka sposobów, przykładowo realizując projekty w swoich regionach. Mogą również zaproponować swój katalog rozwiązań, które pomogą w realizacji inicjatywy. Warto przy okazji zaznaczyć, że Przyjaciele NEB są zobowiązani przestrzegania ścisłych reguł odpowiedzialności środowiskowej oraz społecznej. W tym momencie status Przyjaciela NEB uzyskał tylko jeden polski podmiot – gmina Ostróda. Trzeba jednak pamiętać, że sieć ta jest dopiero budowana i rozwijana.

Podsumowując powyższe informacje stwierdzić należy, że bardzo ważnym elementem planowanej transformacji ekologicznej w ramach Europejskiego Zielonego Ładu (ang. European Green Deal, EGD) są innowacyjne struktury zarządzania, ukierunkowane na skuteczne współdziałanie na rzecz stworzenia zrównoważonego środowiska życia, z uwzględnieniem aspektów społecznych, ekonomicznych, środowiskowych, kulturowych oraz procesów planowania jakości (innowacyjnych i inspirujących rozwiązań). Wymagają one systemowego podejścia i myślenia całościowego ze względu na istniejące powiązania oraz zależności. W tym kontekście szczególnie istotna wydaje się być aktywność władz lokalnych na rzecz kreowania możliwości współpracy oraz wykorzystywania aktywności mieszkańców i użytkowników miast, miasteczek i obszarów wiejskich dla skutecznego wdrażania działań adaptacyjnych, które stanowią dla nich „namacalne” i pozytywne doświadczenie.



Szczególnie istotna wydaje się być aktywność władz lokalnych na rzecz kreowania możliwości współpracy oraz wykorzystywania aktywności mieszkańców i użytkowników miast, miasteczek i obszarów wiejskich dla skutecznego wdrażania działań adaptacyjnych.

¹⁰ Więcej informacji o statusie Przyjaciela NEB oraz związanej z jego uzyskaniem procedury aplikacyjnej na stronie: https://europa.eu/new-european-bauhaus/get-involved/call-friends_en; (dostęp 12.07.2022 r.)

RYSUNEK 1. MAPA EUROPEJSKICH MIAST PARTNERSKICH BIORĄCYCH UDZIAŁ W PROJEKCIE CrAft.

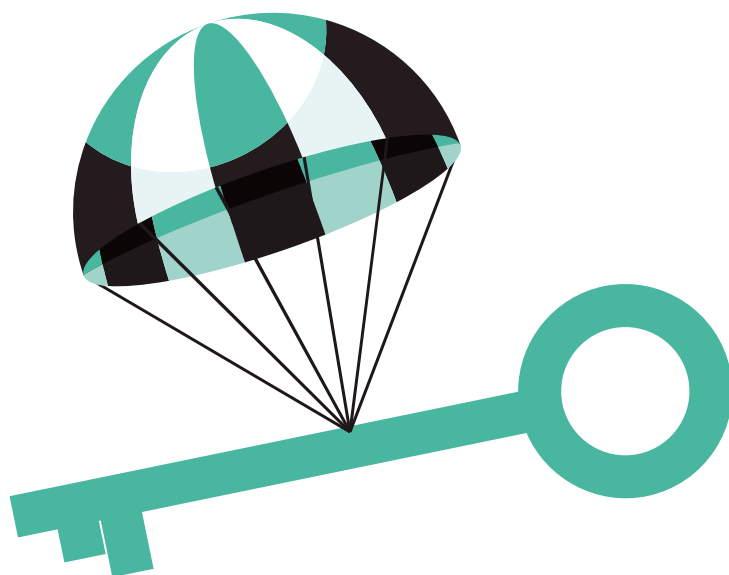


Źródło: <https://craft-cities.eu/wp-content/uploads/2022/09/craft-map.pdf>

Tytułem nawiązania do kwestii współpracy międzynarodowej wspólnot lokalnych i miast przy wdrażaniu polityki EGD, warto odnotować fakt, iż w dniu 29 września 2022 r., podczas Europejskich Dni Badań i Innowacji, 60 europejskich miast dołączyło do **projektu CrAft** (ang. Creating Actionable Futures), realizowanego w ramach unijnego instrumentu Horyzont Europa. Projekt ten jest inspirowany NEB i łączy miasta, obywateli, decydentów, sztukę i środowisko akademickie, aby współkształtować przejście na neutralność klimatyczną do 2030 r. Miasta CrAft (ang. „Reference cities”), które dołączyły do pierwszych trzech miast pilotażowych projektu (ang. „Sandbox cities”) – Amsterdamu, Bolonii i Pragi – będą współtworzyć i testować modele wspólnego zarządzania transformacją miast, otrzymując wsparcie wdrożeniowe i staną się wzorami do naśladowania dla in-

nych miast w całej Europie. Reprezentantem Polski w tym gronie jest Łódź – miasto będące jednym z najważniejszych polskich ośrodków przemysłowych, zwane także „polskim Manchesterem” z racji dominującego w nim niegdyś przemysłu tekstylnego, zastępowanego obecnie przez rozwój nowych technologii.

Reasumując, NEB stanowi przykład bardzo interesującej inicjatywy ukazującej, w jaki sposób nowoczesne, przyjazne dla środowiska, posiadające oddolny i włączający charakter działania w obszarze architektury i wzornictwa przemysłowego mogą odpowiadać na wyzwania cywilizacyjne współczesnego świata oraz zagrożenia z tym związane, wspierając równocześnie rozwój lokalnych społeczności. Poprzez takie konkretne inicjatywy możliwe jest zwrócenie uwagi społec-



czeństwa na istotne kwestie, jakimi niewątpliwie są ochrona klimatu, postawa odpowiedzialności młodego pokolenia i dbałość o lokalne środowisko. Dzięki wsparciu ekologicznej transformacji Unii Europejskiej, w tym procesu adaptacji do zmian klimatu, działania te mogą przyczynić się do poprawy odporności państw członkowskich na aktualne i oczekiwane zmiany klimatu.



NEB stanowi przykład bardzo interesującej inicjatywy ukazującej, w jaki sposób nowoczesne, przyjazne dla środowiska, posiadające oddolny i włączający charakter działania w obszarze architektury i wzornictwa przemysłowego mogą odpowiadać na wyzwania cywilizacyjne współczesnego świata oraz zagrożenia z tym związane, wspierając równocześnie rozwój lokalnych społeczności. Poprzez takie konkretne inicjatywy możliwe jest zwrócenie uwagi społeczeństwa na istotne kwestie, jakimi niewątpliwie są ochrona klimatu, postawa odpowiedzialności młodego pokolenia i dbałość o lokalne środowisko.

Dlatego też NEB, obok strategii „Fali Renowacji” (ang. „Renovation Wave”), strategii „Od pola do stołu” (ang. „From Farm to Fork”), opracowania taksonomii i rozwoju sektora zrównoważonych finansów, może stanowić jedną z wartościowych – w szczególności z uwagi na jej atrakcyjność dla młodego pokolenia Europejczyków – inicjatyw Komisji Europejskiej, która umożliwi zapewnienie wielosektorowego i wszechstronnie ukierunkowanego podejścia do przyjętego na szczeblu unijnym celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

Z kolei obecnie, w kontekście kryzysu energetycznego i kryzysów cenowych, spowodowanych m.in. przez trwającą już od ponad pół roku wojnę Putina w Ukrainie i “wojnę energetyczną” między Rosją a Zachodem, skutkującą wysokimi cenami energii w Europie, NEB nabiera dodatkowego – ekonomicznego wymiaru.



W kontekście kryzysu energetycznego i kryzysów cenowych [...], skutkujących wysokimi cenami energii w Europie, NEB nabiera dodatkowego – ekonomicznego wymiaru.

W najnowszym orędziu o stanie Unii Europejskiej (SOTEU 2022) Przewodnicząca KE Ursula von der Leyen powiedziała: „To jest wojna z naszą energią, wojna z naszą gospodarką, wojna z naszymi wartościami i wojna z naszą przyszłością”. W tej sytuacji dekarbonizacja zasobów budowlanych może być podyktowana wyższą koniecznością uniezależnienia się od dostaw surowców energetycznych ze Wschodu, które są wykorzystywane przez Kreml jako cicha „broń” i instrument nacisku o charakterze politycznym. W bieżących realiach rynkowych powinniśmy ponownie prze-myśleć nasze budynki, aby oszczędzać energię, zmniejszyć emisję CO₂, prowadząc równocześnie do trwałej poprawy miejscowych warunków życia. W aktualnym stanie rzeczy NEB może zatem stanowić kreatywne narzędzie wspomagające proces długoterminowej poprawy efektywności energetycznej budynków, obniżenia emisji CO₂ oraz poprawy jakości powietrza.



NEB może zatem stanowić kreatywne narzędzie wspomagające proces długoterminowej poprawy efektywności energetycznej budynków, obniżenia emisji CO₂ oraz poprawy jakości powietrza.

Bibliografia:

1. 100 lat Bauhausu. Osiem faktów na temat Bauhausu, które trzeba znać. (<https://www.goethe.de/ins/pl/pl/kul/mag/21356319.html>; dostęp: 11.07.2022 r.)
2. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów Nowy Europejski Bauhaus piękno, zrównoważoność, wspólnota – COM(2021) 573 final z dnia 15.9.2021 r.
3. New European Bauhaus (https://europa.eu/new-european-bauhaus/system/files_en?file=2021-01/New-European-Bauhaus-Explained.pdf; dostęp: 12.07.2022 r.)
4. New European Bauhaus: beautiful, sustainable, together. (https://europa.eu/new-european-bauhaus/index_en; dostęp: 11.07.2022 r.)
5. Nowy europejski Bauhaus: wraz z nowymi projektami i zaproszeniem do dołączenia do sympatyków Bauhausu. Komisja uruchamia laboratorium nowego europejskiego Bauhausu (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_2285; dostęp: 11.07.2022 r.)
6. Orędzie o stanie Unii 2020, 16 września 2020 r. (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/SPEECH_20_1655; dostęp: 08.07.2022 r.)
7. Orędzie o stanie Unii 2021, 15 września 2021 r. (https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/ov/SPEECH_21_4701; dostęp: 08.07.2022 r.)
8. Orędzie o stanie Unii 2022, 14 września 2022 r. (https://state-of-the-union.ec.europa.eu/system/files/2022-09/SO-TEU_2022_Address_original_version.pdf; dostęp: 06.10.2022 r.)
9. Witryna internetowa Sieci Badawczej Łukasiewicz (<https://lukasiewicz.gov.pl>; dostęp: 11.07.2022 r.)





Światowe trendy w rozwoju mechanizmów rynkowych jako środka redukcji emisji

Autor:

Dr Marzena Chodor, Zespół Instrumentów Polityki Klimatycznej, KOBIZE

Światowe trendy w rozwoju mechanizmów rynkowych jako środka redukcji emisji



Autor:
Marzena Chodor

Streszczenie

Przedmiotem analizy przedstawionej w poniższym artykule są trendy na światowych rynkach dobrowolnych kredytów węglowych oraz wdrożenie mechanizmów rynkowych Artykułu 6 Porozumienia paryskiego, które mają dać impuls do rozwoju międzynarodowego rynku w ramach porozumienia. Artykuł pokazuje kontekst, w którym działa rynek dobrowolny, który stara się wypełnić lukę w dążeniu do zapewnienia przedsiębiorstwom jednostek offsetowych do rozliczenia działań podejmowanych w ramach CSR (ang. Corporate and Social Responsibility) a teraz coraz częściej SECR (ang. Social and Environmental Corporate Responsibility). Omawiane są oczekiwania biznesu a także stron Porozumienia paryskiego w odniesieniu do rynków dobrowolnych i międzynarodowych w wypełnieniu luki w ambicji działań państw w redukcji emisji na poziomie, który pozwoliłby na osiągnięcie długoterminowego celu porozumienia, potencjalna skala wykorzystania kredytów węglowych, a także rodzaje działań, które są wykorzystywane do generowania jednostek offsetowych, ze wskazaniem na rozwiązania oparte o naturę (ang. Nature Based Solutions, NBS), ze wskazaniem na popularność projektów leśnych, zwłaszcza REDD+. Artykuł wyjaśnia pokrótce, jakich działań dotyczą projekty REDD+ i dlaczego niektóre organizacje pozarządowe są przeciwne projektom offsetowym dotyczącym unikania wylesiania w krajach rozwijających się. Wykorzystanie potencjału działań dobrowolnych zależy jednak, poza czysto formal-

nymi uwarunkowaniami związanymi z realizacją projektów, od ich atrakcyjności dla nabywców jednostek, a więc ich cen i dodatkowych związanych z realizacją projektów korzyści dla środowiska i lokalnych społeczności (kwestie kluczowe dla CSR). Czy jednak rynek offsetów węglowych spełni pokładane w nich nadzieje?

Ekonomiści uważają, że zmiany klimatu spowodowane są występującą w skali globalnej zawodnością rynku (ang. market failure). Jednym ze sposobów rozwiązania tego problemu ma być upowszechnienie systemów handlu uprawnieniami do emisji bądź obowiązkowe umarzanie kredytów węglowych (ang. carbon credits). W teorii przynajmniej, stworzenie globalnego rynku, na którym ekwiwalent jednej tony CO₂, przechwyconej i usuniętej z atmosfery byłby takim samym towarem jak inne towary, którymi handlują giełdy towarowe spowodować ma powszechne odblokowanie finansowania działań redukujących emisje gazów cieplarnianych. W ostatnim dwudziestoleciu powstało kilka obligatoryjnych systemów handlu emisjami, z których, jak dotąd, najważniejszym i najbardziej skutecznym w redukowaniu emisji jest unijny system handlu uprawnieniami do emisji, EU ETS. W ramach globalnego podejścia rynkowego, inwestorzy prywatni, skupując kredyty węglowe sfinansują dodatkowe działania redukcyjne i uzupełnią w ten sposób niewystarczające w stosunku do zidentyfikowanych potrzeb finansowanie działań na rzecz klimatu ze

środków publicznych. Usuwanie CO₂ z atmosfery jest działaniem bardziej skutecznym niż samo ograniczenie emisji. Osiągnięcie zeroemisyjności w skali globalnej wymaga usunięcia CO₂ z atmosfery na wielką skalę, gdyż dotychczas zadeklarowane wysiłki stron porozumienia nie wystarczają by został osiągnięty jego cel. Ponadto nawet przy zastosowaniu najbardziej rozwiniętych nowych technologii pewna ilość emisji, określanych jako pozostałe emisje np. z procesów technologicznych (ang. residual emissions) będzie nadal emitowana. Antidotum na to ma być przechwytywanie i składowanie CO₂ (ang. Carbon Capture and Storage, CCS) lub przechwytywanie, utylizowanie i składowanie CO₂ (ang. Carbon Capture,

Utilisation and Storage, CCUS¹). Toteż, przy braku innych alternatyw związanych z przechwytywaniem, transportowaniem i składowaniem CO₂ na przemysłową skalę w okresie raczkowania odpowiednich technologii, dużą popularnością wśród inwestorów cieszą się projekty w sektorze określonym przez międzynarodowy panel ekspertów ds. zmian klimatu (ang. Intergovernmental Panel on Climate Change²), jako sektor użytkowania gruntów, zmian w użytkowaniu gruntów i leśnictwa (ang. Land Use, Land Use Change and Forestry, LULUCF) lub sektor leśnictwa i innych sposobów użytkowania gruntu (ang. Forestry and Other Land Use, FOLU).

1. IEA, About CCUS. Playing an important and diverse role in meeting global energy and climate goals. Technology report, April 20201 ; *About CCUS – Analysis – IEA*; (dostęp: 22.09.2022 r.)

2. Więcej o IPCC na stronie tego ciała ONZ powołanego w celu oceny zagadnień naukowych dotyczących zmian klimatu ; *IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change*; (dostęp: 17.09.2022 r.)

Do końca sierpnia 2022 roku wartość dobrowolnego rynku kredytów węglowych przekroczyła 2 billiony USD.

W 2021 roku wartość dobrowolnego rynku kredytów węglowych przekroczyła 1 bilion dolarów. Wprawdzie do sierpnia 2022 roku ta wartość została podwojona ale McKinsey sygnalizuje, że dla osiągnięcia do 2030 celów redukcyjnych zgodnych z potencjałem wartość dobrowolnego rynku powinna wzrosnąć aż 15-krotnie³. Gdyby projekty pochłaniające w naturalny sposób CO₂ osiągnęły do 2030 roku potencjał 7 GtCO₂ rocznie a cena jednego kredytu osiągnęła 20 USD to przepływy finansowe między nabywcami jednostek a państwami południa osiągnęłyby poziom powyżej 100 mld USD⁴. Wzrost wielkości obrotów na rynku dobrowolnych kredytów węglowych wiąże się

w dużej mierze ze wzrostem przekonania inwestorów, że popyt na kredyty węglowe będzie rósł.



Wzrost wielkości obrotów na rynku dobrowolnych kredytów węglowych wiąże się w dużej mierze ze wzrostem przekonania inwestorów, że popyt na kredyty węglowe będzie rósł.

Z obliczeń przedstawionych przez ekspertów Ecosystem Marketplace⁵ wynika, że rok 2021 był rokiem, w którym obroty na rynku dobrowolnym kredytów węglowych pobiły wszelkie dotychczasowe rekordy. Można więc uznać, że wysiłki brytyjskiej prezydencji przed COP26 w Glasgow,

3 C. Balufelder, C. Levy, P. Mannion, D. Pinner, A blueprint for scaling voluntary carbon markets to meet the climate challenge, 29 January 2021; *A blueprint for scaling voluntary carbon markets | McKinsey*; (dostęp: 21.09.2022 r.)

4 WEF in collaboration with McKinsey & Company, Nature and Net Zero, May 2021 s.6; *Report: Nature and Net Zero | World Economic Forum (weforum.org)*; (dostęp: 17.09.2022 r.)

5 Ecosystems Marketplace,

skoncentrowane na pobudzeniu zainteresowania inwestorów dobrowolnymi rynkami węglowymi i przyjmowaniem dobrowolnych zobowiązań do osiągnięcia zeroemisyjności przyniosły oczekiwane skutki, trend ten był kontynuowany w 2022 roku⁶. Osiągnięcie poziomu redukcji gazów cieplarnianych koniecznego dla zredukowania emisji do zera do 2050 roku oznacza, że mechanizmy offsetowe mogą i, zgodnie z argumentacją swoich zwolenników, powinny odegrać istotną rolę w dochodzeniu do neutralności klimatycznej⁷. Wymaga to jednak osiągnięcia konsensusu zarówno rządów, jak i opinii publicznej, że mechanizmy offsetowe są potrzebne a nawet nieodzowne dla osiągnięcia celów Porozumienia paryskiego, co w jeszcze większym stopniu zwiększy motywację firm podejmujących działania offsetowe lub kupujących kredyty węglowe do wykorzystania ich do ograniczenia skutków emisji w ramach społecznej odpowiedzialności biznesu. Reasumując, wymaga to politycznej decyzji udzielenia wsparcia mechanizmom offsetowym i uznania ich roli przez państwa, na poziomie krajowym jak i międzynarodowym oraz zapewnienia integralności rynków dobrowolnych które są mechanizmami samoregulującymi się.

Dobrowolny charakter tych rynków oznacza, że rządy na poziomie krajowym nie podejmują się ich regulacji⁸, a ich integralność zależy od dobrej woli uczestników rynku i ich determinacji, by wybierać wyłącznie kredyty spełniające określone warunki, nie kierując się wyłącznie kryterium cenowym. Ceny jednostek na rynkach dobrowolnych mogą bowiem wahać się od kilku do nawet pięćdziesięciu dolarów.

Rodzaje projektów mitygacyjnych, które generują kredyty dla rynków dobrowolnych

Na rynki dobrowolne trafiają jednostki węglowe z projektów realizowanych zarówno przez podmioty prywatne, jak i publiczne. Wśród podmiotów prywatnych znajdują się zarówno podmioty identyfikujące się z sektorem non-profit, na przykład fundacje, jak i firmy prywatne realizujące projekty w celu zarobkowym, podczas, gdy podmioty publiczne są wspierane przez rządy niektórych państw, przykładowo Norwegii, Japonii czy, przez pewien okres, Australii.

Projekty mitygacyjne generujące jednostki dla rynków dobrowolnych można podzielić na technologiczne i oparte o rozwiązania naturalne (ang. nature-based solutions, NBS). Do tych pierwszych można zaliczyć wdrażanie OZE, zamiana paliwa na mniej emisyjne (ang. fuel switch), ograniczanie zużycia energii, przetwarzanie odpadów czy przechwytywanie emisji podczas, gdy do projektów opartych o rozwiązania naturalne należą projekty leśne (pochłanianie dwutlenku węgla poprzez uniknięcie wylesiania, ponowne zalesianie, zapobieganie degradacji lasów i prowadzenie prawidłowej gospodarki leśnej), inne projekty związane z użytkowaniem gruntów (odzyskiwanie torfowisk, ochrona lub odzyskiwanie łąk, projekty pochłaniania emisji lub ograniczania emisji z uprawy roli, ograniczanie emisji z hodowli zwierząt, itp.). Potencjał wykorzystania w 2030 roku naturalnych rozwiązań do generowania offsetów może wynieść między 65 i 85% całkowitego potencjału redukcyjnego dobrowolnych projektów mitygacyjnych, które, jak się ocenia, mogłyby generować od 8 do 12 GtCO₂ redukcji emisji rocznie⁹. Praktyczny potencjał mitygacyjny rozwiązań naturalnych (NBS) oceniany jest na 6.7 GtCO₂.

6 World Bank, „State and trends of Carbon Pricing”, Washington 2022; *State and Trends of Carbon Pricing 2022* (worldbank.org); (dostęp: 21.09.2022 r.)

7 Warto ponownie przypomnieć tu prognozy McKinsey ze stycznia 2021 roku dotyczące 15-krotnego wzrostu popytu na dobrowolne kredyty węglowe do 2030 roku i aż stukrotny wzrost popytu do 2050 roku. *A blueprint for scaling voluntary carbon markets* | McKinsey; (dostęp: 21.09.2022 r.)

8 Dobrowolne projekty offsetowe są regulowane na poziomie stanowym przez Kalifornię. Więcej informacji na ten temat: *Program Q&As – Climate Action Reserve: Climate Action Reserve*; (dostęp: 20.09.2022 r.).

9 McKinsey, op. cit.

Dużym zainteresowaniem inwestorów poszukujących mechanizmów offsetowych od lat cieszą się projekty leśne, które już teraz osiągają cenę wyższą, niż jednostki z innych projektów w tym projektów wdrażających OZE, które z powodu spadku cen technologii OZE straciły dodatkowość, bo ich wdrożenie, jak wdrażanie projektów zwiększających efektywność energetyczną po prostu się opłaca, a przychody z ich realizacji przekraczają początkowe koszty. Projekty pochłaniające emisje CO₂ z atmosfery określane są wspólnym terminem CDR – Carbon Dioxide Removal (usuwanie emisji CO₂). Termin ten ma sugerować, że nie chodzi już tylko o offsetowanie emisji, co by nie zmieniało bilansu gazów przekazywanych do atmosfery, ale o podejmowanie działań skutkujących trwałym usunięciem emisji CO₂ z atmosfery.

W celu uzyskania jednostek poświadczających redukcję emisji na rynkach dobrowolnych projekt musi zostać zarejestrowany w jednym z istniejących systemów certyfikacji, zgodnie z określonym standardem. Istnieje wiele standardów certyfikacji jednostek z projektów, które funkcjonują na tych rynkach. Główne standardy to przede wszystkim Gold Standard (GS) oraz Verified Carbon Standard (VCS)¹⁰ oraz najstarszy z nich, bo istniejący od 1996 roku program American Carbon Registry (ACR). Jednostki z projektów dobrowolnych są również akceptowane przez system cap-and-trade Kalifornii, który rejestruje dobrowolne kredyty w ramach rejestru działań offsetowych funkcjonującego obok Obowiązkowego programu offsetowego Kalifornii pod nazwą rezerwy na działania klimatyczne (ang. Climate Action Reserve).¹¹ Kalifornijski program dobrowolnych offsetów oferuje podmiotom realizującym projekty dobrowolne wsparcie w postaci know-how od rejestracji projektu do wydania kredytów węglowych i infrastrukturę w postaci rejestru kredytów. Wszystkie systemy certyfikacji funkcjonujące na rynkach

dobrowolnych łączą dążenie do wykazania, że zarejestrowane przez nie projekty spełniają określone kryteria i mogą być bez obaw wykorzystywane do offsetowania emisji przez zachodnie przedsiębiorstwa.



Wszystkie systemy certyfikacji funkcjonujące na rynkach dobrowolnych łączą dążenie do wykazania, że zarejestrowane przez nie projekty spełniają określone kryteria i mogą być bez obaw wykorzystywane do offsetowania emisji przez zachodnie przedsiębiorstwa.

W przeciwieństwie do mechanizmów elastycznych Protokołu z Kioto, których początkowy sukces, związany z dopuszczeniem generowanych przez mechanizm czystego rozwoju (ang. Clean Development Mechanism, CDM) i mechanizm wspólnych wdrożeń (ang. Joint Implementation Mechanism, JI) jednostek do wykorzystania w systemie ETS był impulsem również dla szybkiego rozwinięcia się mechanizmów elastycznych, brak równie zdecydowanego impulsu do rozwoju rynków dobrowolnych. Tymczasem niewystarczająca podaż przy rosnącym popycie może oznaczać wysokie ceny kredytów i zniechęcać inwestorów. Z analizy McKinsey, wielokrotnie już cytowanej, wynika, że potencjalna dostępność kredytów powinna wzrosnąć do poziomu 8 do 12 GtCO₂ rocznie¹². Paradoksalnie, w rejestrach dobrowolnych jest sporo niewykorzystanych kredytów, i to przystępnie wycenionych. Są to jednak jednostki z projektów, które budzą wątpliwości kupujących. Inwestujące w offseety firmy chcą pewności, że projekty, z których one pochodzą nie powodowały i nie powodują negatywnych skutków dla środowiska bądź społeczności lokalnych, w tym ludności tubylczej, że są dodatkowe, a w przypadku projektów NBS – nie powodują ucieczki emisji i są trwałe (tj. nie

10 Znany również jako Verra (od zarządzającej nim organizacji non-profit). *Voluntary Carbon Markets – Verra* (dostęp: 10.10.2022 r.)

11 About Us – *Climate Action Reserve: Climate Action Reserve* (dostęp: 21.09.2022 r.)

12 A blueprint for scaling voluntary carbon markets | McKinsey; (dostęp: 21.09.2022 r.)

podlegają odwróceniu przez celowe działania, na przykład podjęcie wycinek lasów po zakończeniu projektu lub osuszenia torfowisk, które chronił projekt).

Rola kredytów węglowych z dobrowolnych działań w podnoszeniu globalnych ambicji

Kredyty z dobrowolnych działań są instrumentami finansowymi i mogą być wykorzystywane dla wykazania działań mitygujących emisje gazów cieplarnianych przez prywatnych inwestorów, przedsiębiorstwa i organizacje, które coraz liczniej podejmują z własnej inicjatywy zobowiązania ograniczenia powodowanych przez ich działalność emisji. Offsetowanie emisji jest na ogół znacznie tańsze i łatwiejsze do wykonania od podejmowania redukcji u źródła. W początkowym okresie handlu kredytami węglowymi offsetowanie zyskało złą sławę w związku z nadużyciami, jakie pojawiły się w kontekście realizacji projektów w ramach mechanizmu czystego rozwoju (ang. Clean Development Mechanism, CDM¹³). Niemniej jednak zarówno deweloperzy projektów offsetowych jak i finansiści mocno wspierają ekspansję dobrowolnych rynków, widząc w nich nadzieję na upowszechnienie podejść rynkowych nie tylko w państwach rozwiniętych, ale również w państwach rozwijających się.



Zarówno deweloperzy projektów offsetowych jak i finansiści mocno wspierają ekspansję dobrowolnych rynków, widząc w nich nadzieję na upowszechnienie podejść rynkowych nie tylko w państwach rozwiniętych, ale również w państwach rozwijających się.

Zgodnie z narracją spopularyzowaną w tym kontekście i zmierzającą do przywrócenia offseptom dobrej reputacji, rozwój dobrowolnych rynków kredytów węglowych jest bezwzględnie konieczny dla osiągnięcia celów Porozumienia paryskiego i zamknięcia luki emisyjnej, czyli różnicy między wielkością emisji niezbędnych dla osiągnięcia celu porozumienia a poziomem redukcji, który mogą osiągnąć strony porozumienia (państwa) poprzez zadeklarowane krajowe wkłady do porozumienia (ang. Nationally Determined Contributions, NDC). Przyjmując tę zależność za kluczową dla wsparcia globalnych wysiłków mitygacyjnych, premier W. Brytanii powołał, w okresie poprzedzającym COP26 byłego prezesa Banku Anglii i specjalnego wysłannika ONZ ds. działań klimatycznych (ang. UN Special Envoy for Climate Action), Marka Carney'a, na stanowisko doradcy finansowego dla COP26. Carney propaguje „zazielenianie” (ang. greening) systemu finansowego, czyli uwzględnianie kwestii związanych z ochroną klimatu i środowiska w decyzjach podejmowanych przez instytucje finansowe. Powstała dzięki inicjatywie Carney'a Grupa zadaniowa ds. zwiększenia dobrowolnych rynków węglowych¹⁴ (ang. Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets, TSVCM) przedstawiła estymacje¹⁵, z których wynika, że wykorzystanie mechanizmów offsetowania emisji przy pomocy dobrowolnego rynku kredytów węglowych ma potencjał całkowitego wypełnienia luki emisyjnej między zobowiązaniami stron Porozumienia paryskiego i koniecznym dla osiągnięcia jego celów globalnym wysiłkiem redukcyjnym.

Oznaczałoby to konieczność zwiększenia finansowania projektów redukcji i przechwytywania emisji za pośrednictwem dobrowolnych rynków węglowych w przedziale od 5 do 30 bilionów USD

¹³ W ostatnich latach ukazał się szereg publikacji dotyczących tej tematyki. Tutaj odwołanie do przykładowego artykułu: *The CDM: Rip-offsets or real reductions?*, *Thinkprogress*, July 15, 2009. *The CDM: Rip-offsets or real reductions?* – *ThinkProgress*; (dostęp: 20.09.2022 r.)

¹⁴ W tej inicjatywie uczestniczy ponad 50 członków reprezentujących podmioty aktywnie uczestniczące w obrocie kredytami węglowymi, wspieranych przez Grupę konsultacyjną, której członkowie reprezentują kolejnych 120 podmiotów działających na rynkach dobrowolnych. Zespół zadaniowy jest sponsorowany przez Institute of International Finance (IIF). Więcej informacji można znaleźć na stronie instytutu www.iif.com.

¹⁵ Zawarte w raporcie końcowym zespołu opublikowanym w styczniu 2021 r.; *Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets. Final Report, January 2021*; (dostęp: 15.09.2022 r.).

rocznie w scenariuszu bardziej ostrożnym do ponad 50 bilionów dolarów w scenariuszu ekspansywnym, przy założeniu, że popyt na te jednostki będzie oscylował wokół poziomu 1-2 GtCO₂e rocznie¹⁶. Osiągnięcie zeroemisyjności w skali globalnej do 2050 roku wymaga, by do 2030 roku światowe emisje gazów cieplarnianych spadły o połowę w odniesieniu do obecnego poziomu. Według McKinsey, w okresie 2019-2030 redukcje netto powinny osiągnąć poziom 23 GtCO₂e¹⁷. Bez zaangażowania podmiotów prywatnych tego rzędu redukcje będą nieosiągalne. Dotychczas jedynie UE poprzez ETS nałożyła na przedsiębiorstwa znaczące ograniczenia emisji¹⁸. Inne systemy handlu emisjami są znacznie mniej ambitne a ceny uprawnień nie stanowią porównywalnego z unijnym ETS bodźca do ograniczania emisji, w dodatku realizowanego u źródła. Niezależnie od konieczności zwiększenia poziomu ambicji przez państwa G20, działania dobrowolne mogłyby odegrać ogromną rolę w ograniczaniu emisji.

Działania dobrowolne mają potencjał odegrania ogromnej roli w osiągnięciu celów Porozumienia paryskiego

Od kilku lat rządy państw rozwiniętych, niezależnie od mniej lub bardziej śmiałych prób wyceny emitowanego CO₂ w ramach obligatoryjnych mechanizmów fiskalnych bądź regulacji, zachęcają biznes do dobrowolnego włączenia się do działań redukcyjnych na większą skalę i podejmowania działań redukcyjnych, bez wskazywania, czy mają to być redukcje własne, czy osiągnięte gdzie indziej. Od 2021 roku europejskie firmy nie mogą używać jednostek z projektów w rozliczaniu swoich emisji w ETS a w okresie 2013-2020 poziom ich wykorzystania był znacząco ograniczony. UE chce

bowiem zrealizować swoje cele redukcyjne samodzielnie, stawiając na redukcje u źródła. Firmy europejskie mogą jednak, jak przedsiębiorstwa w innych jurysdykcjach, podejmować dodatkowo dobrowolne zobowiązania i do ich realizacji wykorzystywać instrumenty finansowe w postaci kredytów węglowych, co nie jest jednak wliczane do unijnego bilansu działań redukcyjnych. Jedną ze stosowanych praktyk jest kupowanie, zamiast kredytów z działań dobrowolnych, jednostek CER z projektów CDM i następnie ich dobrowolne umarzanie. ONZ prowadzi nawet specjalną platformę, służącą wyłącznie do umarzania CER w celu offsetowania emisji¹⁹.

Szczyty klimatyczne ONZ regularnie organizowane przez Sekretarza Generalnego tej organizacji oraz inne światowe szczyty klimatyczne, jak francuski szczyt przywódców i głów państw w rocznicę przyjęcia Porozumienia paryskiego służą nie tylko zachęcaniu rządów do zwiększania ambicji działań ale też mają wpływać na opinię publiczną a ta z kolei, na inwestorów i wielki biznes. Na marginesie procesu negocjacyjnego Ramowej Konwencji ONZ w sprawie Zmian Klimatu (UNFCCC) kolejne prezydencje COP mianują swoich przedstawicieli zwanych championami akcji klimatycznej²⁰, którzy organizują spotkania i konferencje pozwalające szefom firm na promowanie zielonego wizerunku i ogłaszanie ambitnych celów klimatycznych. Jednocześnie wzrasta oczekiwanie udziałowców, że firmy wsłuchają się w oczekiwania swoich klientów i podejmą zdecydowane działania przeciwdziałające zmianom klimatu. W związku z tym wielkie korporacje i naśladujące je przedsiębiorstwa nie tylko podejmują zobowiązania do ograniczenia swoich emisji, ale nawet przyjmują cel osiągnięcia zeroemisyjności do

16 Ibidem, s. 2. (Raport cytuje opracowanie McKinsey dla Światowego Forum Ekonomicznego opublikowanego w maju 2021. Cf. WEF in collaboration with McKinsey & Company, Nature and Net Zero, May 2021; [WEF_Consultation_Nature_and_Net_Zero_2021.pdf](#) ([weforum.org](#)); (dostęp: 19.09.2021 r.)

17 Ibidem, s. 4.

18 Podobnie jak W. Brytania oraz Szwajcaria, której ETS jest połączony z EU ETS.

19 United Nations Carbon Offset Platform. (United Nations online platform for voluntary cancellation of certified emission reductions (CERs) ([climateneutralnow.org](#)); (dostęp: 30.09.2022 r.)

20 Więcej informacji o działalności championów można znaleźć na stronie UNFCCC; [UN Climate Change High-Level Champions - Climate Champions](#) ([unfccc.int](#)); (dostęp: 21.09.2022 r.)

2050 roku. W okresie poprzedzającym COP26 ponad 2000 firm o globalnym zasięgu ogłosiło, że do połowy stulecia zredukują swoje emisje do zera²¹. Kolejne deklaracje pojawiły się podczas COP i można spodziewać się, że trend ten się utrzyma. Dobrowolnie kupowane przez korporacje kredyty węglowe mają umożliwiać im zneutralizowanie tych emisji gazów cieplarnianych, których nie są one w stanie wyeliminować z różnych powodów. Najczęściej przywoływanym uzasadnieniem dla korzystania z offsetów jest brak koniecznych dla zrealizowania redukcji emisji z własnej działalności biznesowej rozwiązań technologicznych, które w miarę postępu technologicznego, dopiero pojawią się w przyszłości.



Najczęściej przywoływanym uzasadnieniem dla korzystania z offsetów jest brak koniecznych dla zrealizowania redukcji emisji z własnej działalności biznesowej rozwiązań technologicznych, które w miarę postępu technologicznego, dopiero pojawią się w przyszłości.

Zgodnie z tą narracją, korzystanie z kredytów do offsetowania emisji ma być przejściowe, do czasu wdrożenia odpowiednich technologii. Firmy korzystające z offsetowania ogłaszają zatem gotowość wyeliminowania emisji gazów cieplarnianych u źródła, ale ma to nastąpić w przyszłości, po uzyskaniu możliwości osiągnięcia redukcji w sposób efektywny kosztowo.

Co istotne, coraz więcej przedsiębiorstw decyduje się na offsetowanie nie tylko emisji zakresu 1 i 2, czyli bezpośrednio związanych z prowadzoną działalnością, ale i emisji zakresu 3, to jest emisji powodowanych przez szeroko rozumiane użytko-

wanie produkowanych przez te firmy produktów. Przykładem może być duńska firma Velux, która od 2020 roku realizuje strategię zrównoważenia 2030²². Celem przyjętym dobrowolnie przez tę firmę jest stanie się do 2041 roku przedsiębiorstwem neutralnym wobec klimatu, w odniesieniu do, całego okresu funkcjonowania od początku istnienia. Velux chce z jednej strony zrekompensować historyczny ślad węglowy firmy przez wsparcie ochrony lasów, z drugiej zaś strony chce zredukowania do zera emisji w przyszłości, w tym emisji, które do śladu węglowego tej firmy wnoszą dostawcy i podwykonawcy (zakres 3 emisji). Planuje w tym celu szereg działań, przykładowo, wykorzystanie tylko zeroemisyjnych surowców (np. aluminium produkowane z wykorzystaniem odnawialnej energii), dążenie do wdrożenia w firmie gospodarki o obiegu zamkniętym ale też wykorzystanie kredytów węglowych z działań dobrowolnych, ze wskazaniem na projekty ochrony lasów tropikalnych.

Organizacje pozarządowe krytycznie podchodzą do wykorzystania offsetów przez firmy, a niektóre uważają je za przejaw neokolonializmu

W przeciwieństwie do udziałowców wielkich firm, aktywiści klimatyczni przyjmują wykorzystanie offsetów do wykazywania redukcji emisji mniej lub bardziej krytycznie. Według Greenpeace offsetowanie emisji przez firmy nie zatrzyma zmian klimatu. Przedsiębiorstwa powinny zredukować własne emisje u źródła ponieważ wykorzystanie kredytów węglowych do zrównoważenia emisji z przemysłu i usług powinno być uznawane za ostateczność, i powinno być stosowane wyłącznie, jako uzupełnienie działań własnych, a nie ich substytut²³. Greenpeace uważa, że zbyt wiele firm wybiera raczej offsety niż działania na rzecz ogra-

²¹ Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets, op. cit., s. 2, *Business and industry leaders urged to accelerate climate action and seize opportunities of net zero* – GOV.UK (www.gov.uk); (dostęp: 15.09.2022 r.). Podczas COP liczba firm deklarujących zeroemisyjność wzrosła do ponad 2100.

²² "It's our nature" is the VELUX sustainability strategy from 2020. (dostęp: 12.10.2022 r.)

²³ Is Mark Carney's proposed \$100 billion-a-year voluntary carbon market the best the 'rock star central banker' can do on climate change? | Greenpeace UK. (dostęp: 12.10.2022 r.)

niczenia własnych emisji, przez co uznaje te działania za działania pozorne (ang. greenwashing). Powołuje się przy tym na to, że pochłanianie nie jest uznawane przez naukowców związanych z IPCC za środek mogący powstrzymać globalne ocieplenie i powinno być stosowane wyłącznie do offsetowania emisji, które są najtrudniejsze do wyeliminowania i których redukcja kosztuje najwięcej²⁴.

W opinii sformułowanej przez zespół zadaniowy (TSVCM) powołany przez Carney'a dobrowolne rynki węglowe powinny łączyć stronę popytu i podaży w sposób efektywny kosztowo, spójny i transparentny. Powinny również zapewniać wiarygodność i zwiększać zaufanie do transakcji z wykorzystaniem kredytów węglowych. Wreszcie, powinny być łatwe do powtórzenia i zwiększenia skali w celu zaspokojenia oczekiwanego wzrostu popytu, w związku z wysiłkami zmierzającymi do osiągnięcia celu temperaturowego Porozumienia paryskiego²⁵. Raport WEF i McKinsey z maja 2021 r. reprezentuje kontynuację podejścia proponowanego przez TSVCM we wspomnianym wcześniej raporcie ze stycznia 2021, otwierając do przedstawionych propozycji zbudowania infrastruktury i mechanizmów stymulujących inwestycje w projekty pochłaniania emisji należące do kategorii rozwiązań opartych o naturę (ang. Nature-Based Solutions, NBS²⁶). W literaturze zwraca się uwagę na fakt, że projekty w obszarze naturalnych rozwiązań są tańsze w realizacji, niż projekty techniczne.

Rozwój dobrowolnego rynku uprawnień do emisji CO₂ może przynieść wielorakie skutki, nie zawsze pozytywne. Obok obaw o nadmierne poleganie przez firmy na kredytach offsetowych, pozwalające im na kontynuowanie działań bez reduk-

cji emisji u źródła, pojawiają się obawy związane z popularnością projektów NBS, w związku z którymi aktywiści klimatyczni martwią się o to, że gwałtownie rosnący popyt na offsety może wywołać wykupywanie ziemi w krajach rozwijających się w celu zabezpieczenia zobowiązań neutralności węglowej dużych korporacji.

Według Oxfam, ogłoszone przez duże firmy plany offsetowania emisji za pośrednictwem projektów NBS wymagałyby przeznaczenia na ten cel obszaru pięciokrotnie większego od powierzchni Indii. Przeciwnicy projektów NBS posuwają się do określania trendu inwestowania w pochłanianie emisji poprzez projekty realizowane w krajach rozwijających się jako kolonializm węglowy (ang. carbon colonialism²⁷).



Przeciwnicy projektów NBS posuwają się do określania trendu inwestowania w pochłanianie emisji poprzez projekty realizowane w krajach rozwijających się jako kolonializm węglowy.

Zarzuty tego rodzaju należy traktować z dystansem, zwłaszcza, że do masowego zawłaszczania ziemi dochodzi przede wszystkim w celu poszerzania terenów pod ekstensywne uprawy i plantacje, a głównym problemem pozostaje nadal postępujące masowe wylesianie w wielu państwach globalnego Południa. Zarezerwowanie obszarów leśnych pod projekty NBS, najczęściej należące do kategorii REDD+²⁸ nie oznacza przejęcia ziemi przez dewelopera na własność a jedynie zabezpieczenie terenów leśnych przed wycinką, przy współpracy z rządem lub samorządem w danym rejonie państwa, które dopuszczają lub wręcz zabiegają o takie projekty, by chronić lasy. Bez czynnego

²⁴ Ibidem.

²⁵ Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets, op. cit., p. 3.

²⁶ What are Nature-Based Solutions (NBS)?; <https://www.nature-basedsolutions.com/>; (dostęp: 21.09.2022 r.).

²⁷ G.Monbiot, Carbon offsetting is not warding off environmental collapse – it's accelerating it, the Guardian, 26 January 2022, *Carbon offsetting is not warding off environmental collapse – it's accelerating it* | George Monbiot | The Guardian; (dostęp: 21.09.2022 r.).

²⁸ REDD+; <https://redd.unfccc.int/>; (dostęp: 21.09.2022 r.)

wsparcia a przynajmniej zgody państwa, ochrona terenów leśnych w krajach Południa nie jest możliwa. Niestety, działania te nie są zawsze całkowicie skuteczne. Najczęstszym problemem, z jakim spotykają się podmioty realizujące projekty REDD+ (tzw. nested REDD+, gdyż REDD+ z założenia powinien obejmować całe terytorium danego kraju, lecz przy braku spełnienia odpowiednich warunków związanych z REDD+ dopuszcza się realizację mniejszych projektów) jest uciekanie emisji (ang. leakage), czyli kontynuacja dotychczasowego trendu wycinania lasów tropikalnych, ale poza obszarem objętym projektem. Stąd standardy VCS czy TREES przy projektach NBS zakładają liczne zabezpieczenia (ang. safeguards) przeciw uciekaniu emisji w wyniku nielegalnych wycinek oraz rezerwację odpowiedniej puli uzyskanych z projektu kredytów na pokrycie ewentualnych szkód, związanych z nielegalną wycinką drzew lub pożarami (ang. buffer). Podmioty realizujące projekty starają się zapewnić lokalnej społeczności alternatywne źródła dochodu i inne korzyści, np. szkoły, drogi. W ten sposób przyczyniają się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju (ang. Sustainable Development Goals, SDGs).



Podmioty realizujące projekty starają się zapewnić lokalnej społeczności alternatywne źródła dochodu i inne korzyści, np. szkoły, drogi. W ten sposób przyczyniają się do realizacji celów zrównoważonego rozwoju (ang. Sustainable Development Goals, SDGs).

Projekty REDD+ dominują wśród działań dobrowolnych wielkością wolumenów dostarczanych kredytów węglowych

Projekty REDD (ang. Reduced Emissions from Deforestation and Forest Degradation) realizowane są na zasadzie utrzymania przez rządy i innych właścicieli lasów globalnego Południa powierzchni zalesionych w niezmienionym stanie i powstrzymanie się od wycinania drzew. Koncepcja poszerzona tego podejścia, określana jako REDD+ obejmuje ponadto działania zwiększające zasoby pochłoniętego węgla na objętych programem obszarach zalesionych przez odpowiednią gospodarkę leśną²⁹. Projekty REDD+ są wdrażane w 54 krajach Południa. Program REDD+ nadzorowany przez UNFCCC zakłada płatności oparte o wyniki (ang. results-based payments³⁰). Państwa uczestniczące w programie zgłaszają określone dla swoich zasobów leśnych poziomy odniesienia (ang. forest reference levels), czyli linię bazową, w odniesieniu do której określa się wyniki działań podejmowanych przez nie w ramach REDD+. Zobowiązane są również do opracowania krajowej strategii REDD+ i wdrożenia krajowego systemu monitorowania zasobów leśnych. Na podstawie raportów z realizacji programów wdrażających strategię REDD+, które są przedstawiane w technicznym załączniku do dwuletnich raportów aktualizujących (ang. Biennial Update Reports, BURs) dla UNFCCC, kraje te mogą ubiegać się o finansowanie swoich działań ex-post, po zraportowaniu osiągniętych redukcji. Projekty REDD+ realizowane są również przez Bank Światowy oraz szereg państw rozwiniętych, w tym szczególnie aktywną w tym obszarze Norwęgę, Szwajcarię, Australię czy USA (za pośrednictwem USAID). Norwegia, która od 2007 roku jest największym promotorem projektów REDD+ oskarżana jest przez aktywistów klimatycznych o neokolonializm i „greenwashing”

²⁹ Więcej informacji można znaleźć na stronie UNFCCC; REDD+ – Home (unfccc.int); (dostęp: 17.08.2022 r.)

³⁰ Angelsen A, Hermansen EAT, Rajão R and Hoff R van der. 2018. Results-based payment: Who should be paid, and for what? In Angelsen A, Martius C, De Sy V, Duchelle AE, Larson AM and Pham TT, eds. Transforming REDD+: Lessons and new directions. p. 41–53. Bogor, Indonesia: CIFOR.



emisji z wydobycia ropy i gazu³¹. Historia sporu Indonezji i Norwegii o wypłatę środków za ochronę lasów skutkującą powstrzymaniem emisji ponad 11,2 milionów tCO₂e pokazuje, jak wątpliwe mogą być takie projekty. Pomijając wątpliwości, jakie może budzić płacenie państwom za powstrzymanie wycinania własnych lasów, udowodnienie dodatkowości (ang. *additionality*) takich działań, czyli udowodnienie, że oczekiwany efekt nie pojawił się samoistnie, a zwłaszcza zapewnienie trwałości osiągniętych zmian i zabezpieczenie przed ucieczką emisji poprzez przenoszenie wycinek na inne, nieobjęte projektem, obszary lasów tropikalnych jest bardzo trudne. Państwa realizujące projekty REDD+ są często niezdolne do zapewnienia skutecznej ochrony lasów, zwłaszcza przy braku współpracy z lokalnymi społecznościami i braku konsekwencji w prowadzonej polityce gospodarczej, która jednocześnie zakłada udzielanie przedsiębiorstwom koncesji na wycinanie lasów lub zakładanie plantacji.



Państwa realizujące projekty REDD+ są często niezdolne do zapewnienia skutecznej ochrony lasów, zwłaszcza przy braku współpracy z lokalnymi społecznościami i braku konsekwencji w prowadzonej polityce gospodarczej, która jednocześnie zakłada udzielanie przedsiębiorstwom koncesji na wycinanie lasów lub zakładanie plantacji.

Z drugiej strony, osiągnięte redukcje mogą być łatwo odwrócone. W przypadku redukcji emisji z lasów za 2017 rok w Indonezji, osiągnięte wyniki nie brały pod uwagę osuszania torfowisk, a także naturalnego obniżenia tempa wylesiania z powodu spadku cen oleju palmowego, co wiązało się z brakiem dodatkowości działań powstrzymujących wylesianie (ang. *avoided deforestation*).

Mimo pojawiających się w przestrzeni publicznej zastrzeżeń i informacji o niskiej często skuteczności działań w ramach REDD+, a zwłaszcza unikania wylesiania, proponenci rynków dobrowolnych oraz nabywcy kredytów węglowych odnoszą się z dużą dozą optymizmu do projektów leśnych głównie ze względu na to, że naturalne pochłanianie CO₂ przez rośliny jest sposobem na przechwytywanie i usuwanie z atmosfery dwutlenku węgla. Problemem jest określenie ich trwałości i nieodwracalności tego procesu. Inwestorzy starają się temu zaradzić. Ze względu na duże ryzyko ucieczki emisji bądź okresowych pożarów, tworzone są rezerwy kredytów (ang. *buffer zone*) na rozwiązanie tego typu problemów. Na rynek trafia zatem pewna część faktycznie wygenerowanych uprawnień. Oprócz założenia, że projekty pochłaniające emisje są bardziej skuteczne w przyczynianiu się do osiągnięcia celów Porozumienia paryskiego niż projekty redukcji emisji z procesów przemysłowych bądź produkcji energii, które prowadzą jedynie do ograniczenia wzrostu emisji lecz nie usuwają ich z atmosfery, niebagatelnym argumentem jest też koszt ich realizacji. Naturalne

³¹ Norway's support for REDD: The new colonialism and the failure of democracy | REDD-Monitor (dostęp: 4.10.2022 r.)

pochłanianie emisji CO₂ jest uważane bowiem za najbardziej efektywne kosztowo działanie mitygacyjne. McKinsey ocenia, że 1 tona pochłaniania osiągnięta przez projekty NCS kosztuje, w zależności od m.in. lokalizacji i typu projektu, od 10 do 40 USD³².



McKinsey ocenia, że 1 tona pochłaniania osiągnięta przez projekty NCS kosztuje, w zależności od m.in. lokalizacji i typu projektu, od 10 do 40 USD³².

Jeśli przychody z projektów REDD+ zostaną ponadto ponownie zainwestowane przez państwa rozwijające się w projekty redukujące emisje, przykładowo, odnawialne źródła energii, redukcję emisji ze spalania paliw kopalnych, efektywność energetyczną czy projekty NBS takie jak zalesianie, uniknięcie wylesiania czy agroleśnictwo, albo redukcję emisji metanu z wysypisk i ścieków, REDD+ może odgrywać istotną rolę w zwiększaniu zasięgu działań redukujących emisje w krajach globalnego Południa, i wesprzeć niskoemisyjny rozwój gospodarek tych państw³³.

Wpływ popytu na ceny kredytów węglowych

Bank Światowy w swoim rocznym raporcie na temat stanu i trendów na rynkach węglowych za 2022 rok podkreśla, że ubiegły rok (2021) przyniósł wzrost cen zarówno w odniesieniu do rynków dobrowolnych (ang. voluntary markets), jak

i rynków regulowanych (ang. compliance markets³⁴). Intensywne wzrosty cen uprawnień na rynku ETS związane były z rosnącym zainteresowaniem funduszy inwestycyjnych i spekulantów inwestowaniem w uprawnienia i instrumenty pochodne. Polityka unijna zakładająca osiągnięcie przez UE zeroemisyjności do 2050 roku znalazła wyraz w przyjętym przez UE i obowiązującym od 9 lipca 2021 roku prawie klimatycznym, które obejmuje cele redukcyjne i wyznacza ścieżkę dochodzenia do nich w sposób dający pewność inwestorom o stałości tego kierunku³⁵. Jeszcze w połowie 2021 roku uczestnicy unijnego rynku ETS zakładali, jak wynikało z badania przeprowadzonego przez Międzynarodowe Stowarzyszenie Handlu Emisjami (ang. International Emissions Trading Association, IETA), że ceny uprawnień w okresie 2021–2025 utrzymają się na średnim poziomie około 47,25 euro i wzrosną do poziomu około 58,62 euro w okresie 2026–2030³⁶. Przekonanie o nieuchronności wzrostu cen wiązało się z przyjęciem przez UE zwiększonego celu redukcyjnego do 2030 roku, który obecnie wynosi co najmniej 55% w stosunku do poziomu z roku 1990, lecz nie spodziewano się również drastycznych wzrostów, jakie miały miejsce wkrótce potem. Już w styczniu cena EUA wzrosła do około 34 euro a kolejne wzrosty w ciągu roku doprowadziły do przekroczenia bariery 90 euro w początkach grudnia 2021, a choć w lipcu 2022 roku spadły poniżej 80 euro za jednostkę, przewiduje się, że tendencja wzrostowa się utrzyma i poziom 100 euro zostanie trwale przekroczony najpóźniej w 2025 roku, co zakładają ceny transakcji terminowych (EUA futures). Być

³² Transforming REDD+, op. cit, s.4.

³³ How the voluntary carbon market can help address climate change | McKinsey; (dostęp: 17.08.2022 r.)

³⁴ World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2022, Washington DC 2022, s.10.

³⁵ 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); (EUR-Lex - 32021R1119 - EN - EUR-Lex (europa.eu)); (dostęp: 16.09.2022 r.)

³⁶ Europe carbon prices expected to rise to 2030-industry survey | Reuters; (dostęp: 16.09.2022 r.)

TABELA: CENY KREDYTÓW WĘGLOWYCH 21.09.2022 (WYCENA W CZASIE RZECZYWISTYM).

CarbonCredits.com ceny jednostek	Poprzednia cena	Zmiana	YTD
Rynki zgodności (compliance markets)			
Unia Europejska	EUR 69,22	- 2,56%	-13,71%
Kalifornia	USD 27,54	-0,33%	-13,99%
Australia	AUD 30,15	-	-40,88%
Nowa Zelandia	NZD 82,75	+ 0,30 %	+20,89%
Pd. Korea	USD 16,64	- 3,3%	-29,05%
Chiny	USD 8,23	-	+6,97%
Dobrowolne rynki (voluntary markets)			
Offset lotniczy	USD 4,08	-	-49,00%
Offset NBS	USD 9,22	+ 0,66%	-34,52%
Offset technologiczny	USD 2,01	-	-60,43%

Źródło: Live Carbon Prices Today, Carbon Price Charts • Carbon Credits (dostęp: 21.09.2022 r.)

może, między innymi w związku z kryzysem energetycznym w UE, nastąpi to znacznie wcześniej³⁷.

Ceny uprawnień w ETS pozostają znacznie wyższe od cen w innych systemach handlu emisjami, co najlepiej potwierdza brak ambicji tych systemów i w związku z tym ich wątpliwą skuteczność w rozwiązaniu problemu ciągłego wzrostu globalnych emisji gazów cieplarnianych. Szereg giełd i instytucji finansowych podaje aktualizowane co kilka minut notowania cen uprawnień na rynkach zgodności oraz uprawnień na rynkach dobrowolnych. Poniżej przykładowo podane są ceny uprawnień i offsetów z 21 września 2022 r.

Warto podkreślić, że rynki reagują spadkiem lub wzrostem cen kredytów węglowych na informacje o zwiększaniu celów lub podejmowaniu zobowiązań przez państwa, zwłaszcza państwa, które są dużymi emitentami.



Rynki reagują spadkiem lub wzrostem cen kredytów węglowych na informacje o zwiększaniu celów lub podejmowaniu zobowiązań przez państwa, zwłaszcza państwa, które są dużymi emitentami.

Wybór Joe Bidena na prezydenta USA, jak wcześniej wybór Barracka Obamy pozytywnie wpłynął na nastroje na rynkach kredytów węglowych, choć były to wzrosty przejściowe. Podobnie na nagły wzrost cen kredytów wpłynął, na przykład, COP w Paryżu, gdzie, zgodnie z oczekiwaniami, strony UNFCCC przyjęły Porozumienie paryskie. Ostatni związany z negocjacjami wzrost cen na rynkach dobrowolnych został odnotowany w związku z przyjęciem ram dla wdrożenia mechanizmów Art. 6 Porozumienia paryskiego podczas COP26 w Glasgow. Zgodnie z oceną zmian w cenach kredytów węglowych Platts, ceny kredytów akceptowanych w systemie CORSIA wzro-

³⁷ Raporty z rynku CO₂ KOBiZE zawierają comiesięczne podsumowanie cen EUA zarówno dla transakcji kasowych (spot) jak i terminowych (futures). (Raport z rynku CO₂ (kobize.pl); (dostęp: 16.09.2022 r.)

sły podczas COP o 20% w porównaniu z cenami z 31 października 2021 r., do 17,55 USD. W tym samym okresie ceny kredytów generowanych przez projekty NBS wzrosły aż o 45%, z 9,65 USD do 13,95 USD³⁸.

Podsumowując, kredyty węglowe z projektów dobrowolnych redukcji bądź pochłaniania emisji, które przez ostatnie kilkanaście lat były tanią alternatywą dla potwierdzonych redukcji emisji (ang. Certified Emissions Reductions, CER) generowanych przez projekty Czystego Rozwoju (ang. Clean Development Mechanism) również drożeją, w ślad za wzrostem cen na rynkach regulowanych, jak ETS. Należy to wiązać z przekonaniem inwestorów i rynków kapitałowych o nieuchronności dekarbonizacji, która wpłynie przede wszystkim na państwa rozwinięte i działające w nich korporacje.

Działania oparte o naturalne rozwiązania mają potencjał realizacji około 1/3 redukcji emisji koniecznej dla osiągnięcia celu 1,5 stopnia Celsjusza

Według oceny zawartej we wspomnianej analizie McKinsey i Światowego Forum Ekonomicznego z 2021 r., działania na rzecz klimatu oparte o naturalne rozwiązania (ang. Natural Climate Solutions, NCSs) mają potencjał realizacji około jednej trzeciej redukcji emisji niezbędnej dla osiągnięcia celu utrzymania globalnego wzrostu średniej temperatury na poziomie 1,5 stopnia Celsjusza³⁹.

Głównym wyzwaniem, z którym próbowaliśmy zmierzyć się TSVC i który starają się ocenić WEF i McKinsey był zbyt skromny dla osiągnięcia wymaganej skali redukcji popyt na offsety ze strony inwestorów. Po-

tencjał redukcyjny wydaje się bowiem wystarczający dla ewentualnego zamknięcia luki redukcyjnej przez offsetowanie emisji. Potencjał samych tylko rozwiązań opartych o naturę wynosi, według McKinsey'a 10,2 GtCO₂e rocznie do 2030 roku, z czego praktyczny potencjał jest bardziej zbliżony do 7 GtCO₂e, zgodnie z założeniem, że w miarę realizacji projektów wykorzystanie całego potencjału rozwiązań naturalnych staje się trudniejsze. Główne rodzaje projektów to uniknięte wylesianie (ang. avoided deforestation), ponowne zalesianie, odnowienie torfowisk (ang. peatlands restoration), ponowne zalesianie i uprawa roślin okrywowych. McKinsey zakłada optymistycznie, że do 2030 roku potencjalna podaż kredytów węglowych rok do roku może wzrosnąć do 8-12 GtCO₂e. McKinsey zakłada również, że kredyty węglowe będą pochodziły głównie z unikniętej utraty przyrody (ang. avoided nature loss), łącznie z unikniętą deforestacją, unikaniem lub redukcjami emisji metanu z wysypisk, a także usuwaniem emisji z atmosfery w oparciu o nowe rozwiązania technologiczne⁴⁰. Śledzący trendy rynkowe inwestorzy podążają za takimi rekomendacjami, wybierając jednostki do offsetowania lub podejmując realizację własnych projektów w krajach rozwijających się.

Czy dobrowolne rynki jednostek offsetowych spełnią pokładane w nich nadzieje?

Jedną z potencjalnych przeszkód w dalszym rozwoju rynków dobrowolnych jest dostosowanie (ang. corresponding adjustment). Jest to zasada określona w Art. 6 Porozumienia paryskiego, wykluczająca podwójne liczenie redukcji w wypadku realizacji projektów. Jedynie jedna strona projektu, inwestor lub gospodarz, może zaksięgować osiągnięte redukcje jako należące do jego NDC.

38 After COP26, new questions arise over carbon trading as markets gain new prominence, S&P Global *Understanding Voluntary Carbon Markets* | S&P Global (spglobal.com) (dostęp: 21.09.2022 r.)

39 WEF i McKinsey & Company, *Nature and Net Zero*, op. cit. s. 4. Omówienie też raportu znajduje się w P. Manion, *Its time to scale up natural climate solutions – here's how*, 4 June 2021; *It's time to scale up natural climate solutions – here's how* | McKinsey & Company; s. 11-12, (dostęp: 20.09.2022 r.)

40 A blueprint for scaling voluntary carbon markets | McKinsey; (dostęp: 21.09.2022 r.)

Uwzględnienie tej samej jednostki w NDC kraju inwestora oznaczałoby podwójne liczenie redukcji emisji.

W Glasgow negocjatorzy decydujący o kształcie mechanizmów rynkowych określonych w Artykule 6 Porozumienia uzgodnili, że dostosowanie dotyczy będzie projektów zatwierdzonych przez państwa goszczące, jako projekty realizowane zgodnie z art. 6 porozumienia. Oznacza to, że projekty niezatwierdzone jako projekty realizowane w ramach porozumienia (Art. 6.2 i Art. 6.4) nie podlegają dostosowaniu bilansów budżetów państw goszczących projekty z budżetami państw przyjmujących. Dotyczy to właśnie projektów dobrowolnych. Wyjątkiem jest Gold Standard, który proponuje, na zasadzie dobrowolności decyzji stron, wdrożenie dostosowań w przypadku przepływu jednostek pomiędzy krajami.

Redukcje emisji z projektów zatwierdzonych przez kraj goszczący jako projekty realizowane zgodnie z Artykułem 6.4, bądź działania w ramach Artykułu 6.2 prowadzące do międzynarodowych transferów wyników mitygacyjnych (ang. internationally transferred mitigation outcomes, ITMO) oraz działania realizowane zgodnie z niektórymi standardami dobrowolnymi (tymi, które przyjmą rozwiązania zbliżone do mechanizmów Art. 6) będą mogły zostać wykorzystane do rozliczenia celów redukcyjnych NDC lub do rozliczenia międzynarodowych celów mitygacyjnych (ang. international mitigation purposes) w ramach CORSIA i, w przyszłości, emisji z sektora transportu morskiego. Działania te będą wymagały dostosowania (ang. corresponding adjustment) między NDC państwa goszczącego projekt (host country) i NDC państwa, w którym wykorzystywane są kredyty węglowe⁴¹.

Jednostki dobrowolne pozbawione autoryzacji będą mogły być wykorzystywane w rozliczeniu NDC kraju goszczącego projekt, na rynku węglowym państwa goszczącego lub jako wkład finansowy do realizacji NDC.



Jednym z głównych problemów, jakie są dostrzegane w związku z wykorzystaniem kredytów węglowych do offsetowania emisji w państwach rozwiniętych jest ich oderwanie od realizacji NDC kraju, w którym działają podmioty korzystające z offsetów.

Ponieważ jednak jednym z głównych problemów, jakie są dostrzegane w związku z wykorzystaniem kredytów węglowych do offsetowania emisji w państwach rozwiniętych jest ich oderwanie od realizacji NDC kraju, w którym działają podmioty korzystające z offsetów, wielu interesariuszy, głównie organizacji pozarządowych i organizacje zarządzające standardami rynków dobrowolnych podnosi w debacie publicznej kwestię uregulowania statusu projektów i rozliczania redukcji emisji między budżetami państw goszczących i budżetami państw, z których pochodzą inwestorzy. Jednym z posunięć przybliżających tę perspektywę jest wprowadzanie obowiązku raportowania wykorzystania offsetów w ramach społecznej i środowiskowej odpowiedzialności biznesu (ang. social and environmental corporate responsibility, SECR). Jednym z państw, które wprowadziło taki obowiązek jest Wielka Brytania. Rząd brytyjski przyjął wytyczne raportowania oddziaływania na środowisko, które od 1 kwietnia 2019 roku nałożyły takie zobowiązanie na zarówno giełdowe, jak i prywatne firmy⁴². Przedsiębiorstwa kwalifikujące się do grupy dużych przedsiębiorstw zobowiązane

⁴¹ A. Marcu, Article 6 rule book. A post COP26 assessment. ECRST, Bruksela 2021, s. 5.

⁴² The new energy & carbon reporting requirements | RSM UK; (dostęp: 11.10.2022 r.).

są do składania raportu na temat emisji (gazów cieplarnianych) i energii (ang. Energy and Carbon Report⁴³). Raportowanie obejmuje również wykorzystanie offsetów.

Informacji na temat podejmowanych działań redukcyjnych i offsetowania emisji wymagają również banki w wielu państwach rozwiniętych. Można zatem przyjąć, że stopniowo granica między dobrowolnym offsetowaniem emisji a obowiązkiem wykazywania aktywności w tym obszarze ulegnie zatarciu. Obowiązek wykorzystania kredytów węglowych dałby rynkom dobrowolnym oczekiwany przez TSVCM i WEF impuls dla szybkiego rozwoju tych rynków. Jednak nie będą to już rynki dobrowolne.



Bibliografia:

1. About Us - Climate Action Reserve: Climate Action Reserve. (dostęp: 21.09.2022 r.)
2. After COP26, new questions arise over carbon trading as markets gain new prominence, S&P Global; *Understanding Voluntary Carbon Markets* | S&P Global (spglobal.com); (dostęp: 21.09.2022 r.)
3. Angelsen A, Hermansen EAT, Rajão R and Hoff R van der. 2018. Results-based payment: Who should be paid, and for what? In Angelsen A, Martius C, De Sy V, Duchelle AE, Larson AM and Pham TT, eds. *Transforming REDD+: Lessons and new directions*. p. 41–53. Bogor, Indonesia: CIFOR.
4. Balufelder, C. Levy, C. Mannion, P., Pinner, D. A blueprint for scaling voluntary carbon markets to meet the climate challenge, 29 January 2021; *A blueprint for scaling voluntary carbon markets* | McKinsey; (dostęp: 21.09.2022 r.)
5. Business and industry leaders urged to accelerate climate action and seize opportunities of net zero - GOV.UK (www.gov.uk). (dostęp: 12.10.2022 r.)
6. The CDM: Rip-offsets or real reductions?, Thinkprogress, July 15, 2009; *The CDM: Rip-offsets or real reductions?* - ThinkProgress; (dostęp: 20.09.2022 r.)
7. The Companies (Directors' Report) and Limited Liability Partnerships (Energy and Carbon Report) Regulations 2018 (legislation.gov.uk); (dostęp: 11.10.2022 r.)
8. Europe carbon prices expected to rise to 2030-industry survey | Reuters; (dostęp: 16.09.2022 r.)
9. How the voluntary carbon market can help address climate change | McKinsey; (dostęp: 17.08.2022 r.)
10. IEA, About CCUS. Playing an important and diverse role in meeting global energy and climate

goals. Technology report, April 20201; *About CCUS - Analysis* - IEA; (dostęp: 22.09.2022 r.)

11. IPCC - Intergovernmental Panel on Climate Change; (dostęp: 17.09.2022 r.)

12. Is Mark Carney's proposed \$100 billion-a-year voluntary carbon market the best the 'rock star central banker' can do on climate change? | Greenpeace UK; (dostęp: 12.10.2022 r.)

13. "It's our nature" is the VELUX sustainability strategy from 2020. (dostęp: 12.10.2022 r.)

14. Manion, P., Its time to scale up natural climate solutions - here's how, 4 June 2021.

15. It's time to scale up natural climate solutions--here's how | McKinsey & Company; (dostęp: 20.09.2022 r.)

16. Marcu, A., Article 6 rule book. A post COP26 assessment. ECRST, Bruksela 2021.

17. Monbiot, G., Carbon offsetting is not warding off environmental collapse - it's accelerating it, the Guardian, 26 January 2022; *Carbon offsetting is not warding off environmental collapse - it's accelerating it* | George Monbiot | The Guardian; (dostęp: 21.09.2022 r.)

18. The new energy & carbon reporting requirements | RSM UK; (dostęp: 11.10.2022 r.)

19. Norway's support for REDD: The new colonialism and the failure of democracy | REDD-Monitor; (dostęp: 4.10.2022 r.)

20. REDD+ - Home (unfccc.int); (dostęp: 17.08.2022 r.)

21. 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). *EUR-Lex - 32021R1119 - EN - EUR-Lex* (europa.eu); (dostęp: 16.09.2022 r.)

22. Taskforce on Scaling Voluntary Carbon Markets. Final Report, TSVCM_Report.pdf (iif.com); (dostęp: 15.09.2022 r.)

23. United Nations Carbon Offset Platform; *United Nations online platform for voluntary cancellation of certified emission reductions (CERs)* (climatenetralnow.org); (dostęp: 30.09.2022 r.)

24. UN Climate Change High-Level Champions - Climate Champions (unfccc.int); (dostęp: 21.09.2022 r.)

25. Voluntary Carbon Markets - Verra (dostęp: 10.10.2022 r.)

26. WEF in collaboration with McKinsey & Company, Nature and Net Zero, May 2021 s.6; *Report: Nature and Net Zero* | World Economic Forum (weforum.org) (dostęp: 17.09.2022 r.)

27. What are Nature-Based Solutions (NBS)?; <https://www.nature-basedsolutions.com/>; (dostęp: 21.09.2022 r.)

28. World Bank, State and Trends of Carbon Pricing 2022, Washington DC 2022, s.10.

43 *The Companies (Directors' Report) and Limited Liability Partnerships (Energy and Carbon Report) Regulations 2018* (legislation.gov.uk); (dostęp: 11.10.2022 r.)



Spółeczne skutki przejścia UE do gospodarki neutralnej klimatycznie oraz wybrane instrumenty ich łagodzenia w ramach sprawiedliwej transformacji (tzw. Just Transition)

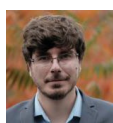
Autorzy:

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

Maciej Cygler, Zespół Strategii Analiz i Aukcji, CAKE/KOBiZE

Společne skutki przejścia UE do gospodarki neutralnej klimatycznie oraz wybrane instrumenty ich łagodzenia w ramach sprawiedliwej transformacji (tzw. Just Transition)

Kluczowe słowa: sprawiedliwa transformacja, polityka klimatyczna, fundusze UE, strukturalne zmiany gospodarcze, płace pracowników



Autor:
Jan Witajewski – Baltvilks



Autor:
Maciej Cygler

Streszczenie

W artykule zestawiono wyniki analizy wpływu transformacji w kierunku neutralności klimatycznej na sektor zatrudnienia z wspólnotowymi instrumentami wsparcia w kontekście kosztów tych zmian. Opisano założenia i metodę analizy przeprowadzonej na modelach zbudowanych w Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) oraz przedstawiono mechanizmy i skalę narzędzi wspomagających wysiłek transformacyjny, w tym Fundusz Sprawiedliwej Trans-

formacji, program InvestEU oraz instrument pożyczkowy. Artykuł pokazuje, iż o ile wspólnotowe narzędzia wsparcia w znaczącym stopniu odpowiadają skali niezbędnego wysiłku w perspektywie niespełna dekady, o tyle konieczne jest utrzymanie obecnych lub podobnych mechanizmów w kolejnych dekadach, ponieważ analiza jasno pokazuje, iż koszty transformacji będą ponoszone w dłuższym okresie.

Wprowadzenie

Głęboka redukcja emisji gazów cieplarnianych, która jest celem porozumienia paryskiego, wiąże się zarówno z korzyściami jak i kosztami. Czytelnicy na pewno dobrze znają najważniejsze korzyści: to przede wszystkim ograniczenie negatywnych skutków w rolnictwie i zaspokajanie potrzeb żywnościowych, uniknięte koszty zdrowotne związane z podwyższeniem temperatury, uniknięte straty związane z klęskami żywiołowymi, ograniczenie

zanieczyszczenia powietrza i mniejsza zależność od paliw kopalnianych (co przekłada się na większe bezpieczeństwo energetyczne wielu państw).

W ostatnim raporcie IPCC (Sixth Assessment Report)¹ najważniejszymi miernikami kosztów są zmienne makroekonomiczne: spadek wzrostu konsumpcji lub spadek wzrostu Produktu Krajowego Brutto. Raport wskazuje, że osiągnięcie ambitnych celów ograniczania zmian klimatycznych nie wymaga zmniejszenia konsumpcji

¹ IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, et al. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA.

względem jej dzisiejszego poziomu – wzrost konsumpcji będzie kontynuowany nawet w najbardziej ambitnych scenariuszach, choć będzie on nieco wolniejszy niż w scenariuszach mniej ambitnej polityki klimatycznej. Dla przykładu, wzrost globalnej gospodarki w scenariuszu ograniczenia zmian klimatycznych do około 1.5C oznacza spowolnienie wzrostu gospodarczego o 0.04 punktu procentowego. Oczywiście obliczenia te dotyczą średniego globalnego wzrostu gospodarczego. Ciężar polityki klimatycznej rozkłada się nierówno między państwami i między obywatelami.

Naturalne kolejne pytanie, które coraz częściej jest podnoszone zarówno w literaturze naukowej, jak i w debacie publicznej to jaki ciężar odczują poszczególne grupy społeczne i w jaki sposób go odczują. Modele oceny zintegrowanej, które stanowią najważniejsze narzędzie analiz opisanych w raporcie IPCC traktują koszty i obciążenie bardzo abstrakcyjnie: w postaci zmiany dynamiki wartości konsumpcji lub PKB. Modele te nie mają wystarczająco rozwiniętej struktury, aby rzucić

światło w jakich częściach naszego codziennego budżetu domowego zauważymy zmiany będące skutkiem polityki klimatycznej.

Z perspektywy obywateli, koszty będą występować w dwóch formach: (i) wzrostu cen dóbr konsumpcyjnych oraz (ii) utraty korzystnego finansowo zatrudnienia dla części pracowników. Wzrost cen będzie się odnosił przede wszystkim do wzrostu kosztów zakupu i wykorzystania nośników energii, w szczególności energii elektrycznej i ciepła, wzrostu kosztów transportu, oraz, prawdopodobnie, wzrostu kosztów niektórych produktów żywnościowych, w szczególności mięsa. Koszty dla pracowników będą najwyraźniejsze w wysokoemisyjnych sektorach, takich jak górnictwo. Głęboka redukcja CO₂ wymaga wygaszenia górnictwa w perspektywie dwóch-trzech dziesięcioleci. Dla osób, które obecnie są zatrudnione w tym sektorze oznacza to konieczność poszukiwania alternatywnego zatrudnienia, które, w większości przypadków, będzie mniej korzystne finansowo niż praca w górnictwie.



Unia Europejska wychodząc z koncepcją Europejskiego Zielonego Ładu, w tym zawartego w nim celu neutralności klimatycznej Unii Europejskiej w połowie wieku, dostrzega ową dysproporcję w rozkładzie kosztów tak ambitnej polityki klimatycznej. Wiodącym narzędziem mającym złagodzić skutki w regionach i grupach najmocniej odczuwających społeczne i ekonomiczne skutki tych działań jest mechanizm sprawiedliwej transformacji, który w założeniu ma zapewnić ukierunkowane wsparcie finansowe w latach 2021-2027 i zgodnie z deklaracjami doprowadzić do zainwestowania około 55 mln euro w regionach najbardziej dotkniętych. Mechanizm ten składa się z trzech filarów, wśród których wiodącym jest Fundusz Sprawiedliwej Transformacji, zaś pozostałe dwa filary to rozwiązania w ramach programu InvestEU oraz nowy instrument pożyczkowy w ramach budżetu UE, o czym piszemy szerzej w dalszej części artykułu. Komponenty wspierające sprawiedliwą transformację można znaleźć także w innych mechanizmach wsparcia polityki klimatycznej UE.

W tym kontekście zasadnym wydaje się zbadanie w jakim stopniu środki przeznaczone na sprawiedliwą transformację pozwalają skompensować całkowite koszty polityki klimatycznej z perspektywy pracowników. Występowanie tych kosztów nie jest oczywiste: z jednej strony osoby te będą tracić pracę i dochody. Z drugiej strony transformacja gospodarki doprowadzi do powstania wielu nowych miejsc pracy. Czy możemy stwierdzić czy nowe miejsca pracy będą mniej opłacalne od starych? Czy możemy oszacować jakie będą różnice w dochodach i podsumować jakiej skali będą koszty dla pracowników? Jak skala tych kosztów wygląda na tle instrumentów przygotowywanych przez Unię Europejską, których celem jest ograniczanie negatywnych społecznych skutków transformacji niskoemisyjnej? Czy skala tych funduszy jest adekwatna i wystarczająca? Wresz-

cie, jak wykorzystać dostępne środki, aby skompensować straty dla pracowników, ich rodzin, ich regionów w najbardziej efektywny sposób?

Dlaczego transformacja jest kosztowna dla pracowników

Podstawowym uzasadnieniem dla wprowadzania wyżej wymienionych funduszy, w szczególności funduszu sprawiedliwej transformacji jest kompensowanie strat dla tych grup społecznych, dla których transformacja niskoemisyjna stanowi zagrożenie. W tym miejscu warto się zatrzymać i zadać nieco prowokacyjne pytanie: czy transformacja może być zagrożeniem? Nie ma wątpliwości, że wiąże się ona nie tylko wygaszaniem niektórych sektorów, ale także w powstawaniu wielu nowych miejsc pracy przy instalacji Odnawialnych Źródeł Energii, produkcji pojazdów elektrycznych czy ocieplaniem domów. Osoby opuszczające sektory takie jak górnictwo będą więc miały okazję, aby podjąć pracę w nowym miejscu. Co więcej, można zauważyć, że przecież praca w górnictwie jest szczególnie trudna i często niesie ze sobą ryzyko utraty zdrowia czy życia. Zmiana zatrudnienia może więc przynieść górnikom niemonetarne korzyści.

Istnieje jednak mocny ekonomiczny argument wskazujący na to, że dla pracowników zmuszonych do zmiany sektora zatrudnienia korzyści z transformacji będą mniejsze od kosztów, ich dochody i satysfakcja w nowych miejscach pracy będą mniejsze od tych, które otrzymują teraz. Po pierwsze, jeżeli pracownicy w sektorze górnictwa pozostają w tym sektorze od lat, to sektor ten daje im najwyższe możliwe dochody i/lub satysfakcję. W przeciwnym razie, pracownicy już teraz dobrowolnie zmieniliby sektor zatrudnienia na ten, w którym osiągnęliby większe korzyści. Po drugie, kiedy pracownicy w sektorze górnictwa tracą



możliwość zatrudnienia w tym sektorze, tracą najlepszą dla nich możliwość wykorzystania swojego specyficznego kapitału ludzkiego. Racjonalność nakazuje im wybór drugiej najlepszej opcji spośród pozostałych sektorów. Jednak ich produktywność w drugiej najlepszej opcji będzie zawsze mniejsza od produktywności w pierwszej najlepszej opcji, jaką była praca w sektorze górniczym. Różnica między tymi dwoma opcjami definiuje stratę zarobków dla górników.

Punktem wyjścia do zbudowania argumentu powyżej są dwie przesłanki: o różnorodności i racjonalności pracowników. Różnorodność oznacza, że każdy pracownik posiada specyficzny kapitał ludzki: specyficzne doświadczenie, wykształcenie, wrodzone zdolności. Specyficzność kapitału ludzkiego ma dwie konsekwencje: (i) pojedynczy pracownik może mieć wyższą produktywność w jednym sektorze niż w innych sektorach (ii) potencjalna produktywność jednego pracownika w danym sektorze, może być różna od potencjalnej produktywności innego pracownika w tym samym sektorze. Drugą przesłanką jest racjonalność pracowników: każdy pracownik wybiera ten sektor, w którym jest najbardziej produktywny. Pierwsza przesłanka nie jest kontrowersyjna – jest jasne, że każda praca wymaga specyficznych kwalifikacji i zdolności. Trudno spodziewać się, że

przeciętny pracownik z sektora górniczego będzie równie produktywny w sektorze budownictwa jak murarz z długim stażem.

Druga przesłanka – o racjonalności pracowników – może wydawać się mniej oczywista. Pracownicy mogą nie mieć pełnego obrazu możliwych zarobków w innych sektorach gospodarki. Teoretycznie można wyobrazić sobie sytuację, w której płace w innych sektorach są wyższe, ale górnik nie chce zmieniać pracy ponieważ o tym nie wie. Jest to jednak mało prawdopodobne. Niemal każdy ma dostęp do różnorodnych ofert pracy z pełną informacją o jej warunkach. Większość osób ma też kontakty z pracownikami z innych sektorów, którzy mogą dzielić się informacjami o uciążliwości i korzyściach ich pracy. Dodatkowo, alternatywne założenie: o tym, że pracownicy nie znają swoich możliwości zarobkowych, a eksperci znają, jest jeszcze trudniejsze do obrony. Pracownicy lepiej znają swoje kwalifikacje, zdolności i satysfakcję z wykonywania danej pracy niż eksperci z tabelami danych.

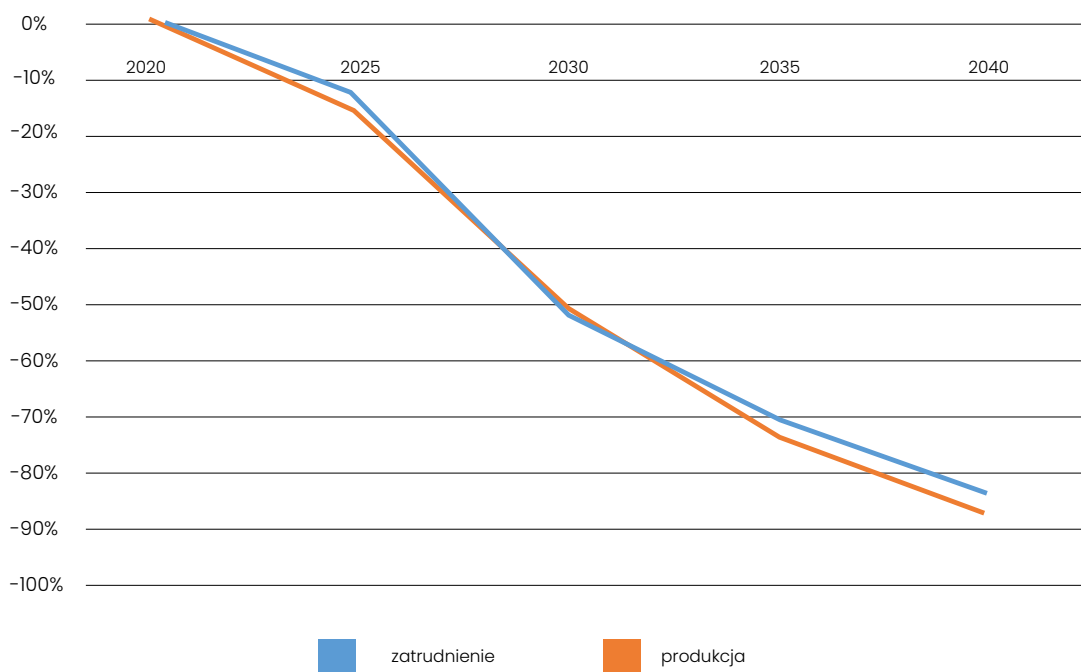
W tym miejscu warto wspomnieć o jeszcze jednym mechanizmie, który dotychczas pomijaliśmy: polityka klimatyczna zmieni nie tylko strukturę zatrudnienia ale też zarobki pracowników w różnych sektorach. Można spodziewać się, że zarobki w „zielonych”, niskoemisyjnych sektorach będą

wyższe niż są teraz, co zachęci pracowników obecnie zatrudnionych w górnictwie do poszukiwania zatrudnienia właśnie w tych sektorach. Efekt ten należy oczywiście wziąć pod uwagę w obliczaniu całkowitych kosztów/korzyści płynących polityki klimatycznej dla pracowników. Symulacje modeli ekonomicznych, które opisujemy poniżej, wskazują jednak, że siła tego pozytywnego efektu jest relatywnie mała i nie pozwala na skompensowanie kosztów dla pracowników związanych ze zmianą sektora zatrudnienia. Należy również podkreślić, że podwyższenie płacy w zielonych zawodach to broń obusieczna: z jednej strony redukuje koszty transformacji dla pracowników, z drugiej strony podwyższa koszty korzystania z zielonych technologii i koszty transformacji dla konsumentów.

Wpływ transformacji na sektor zatrudnienia

Wyzwaniem staje się zatem odpowiedź na pytanie, jak – uwzględniając wszystkie powyższe mechanizmy – można ustalić skalę kosztów związanych z transformacją niskoemisyjną dla pracowników? Działające w KOBiZE Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych podjęło próbę znalezienia odpowiedzi na to pytanie wykorzystując narzędzia modelowe. Punktem wyjścia analizy jest model globalnej gospodarki, który pozwala na opisanie zmian strukturalnych związanych z prowadzeniem polityki klimatycznej. Model ten pozwala na uwzględnienie różnorodności pracowników, zmian ich produktywności spowodowanych zmianami sektorów oraz zmian płac w różnych sektorach gospodarki.

WYKRES 1. PRZEWIDYWANY SPADEK ZATRUDNIENIA I PRODUKCJI W SEKTORZE GÓRNICZYM.



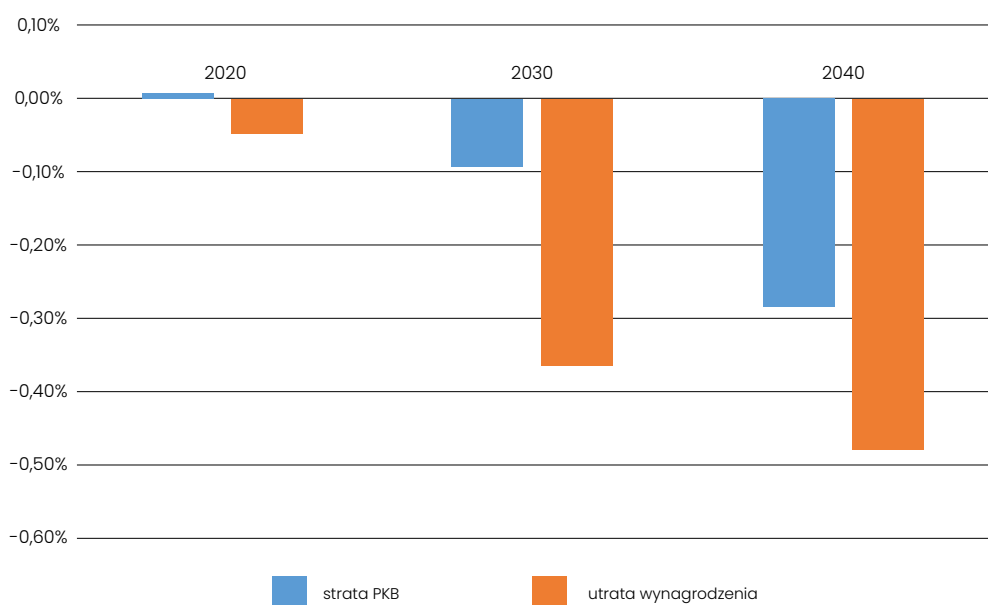
Źródło: opracowanie własne na podstawie symulacji modelu d-PLACE

Model, który wykorzystujemy w analizie posiada nowatorskie rozwiązania, które pozwalają na bardziej realistyczne przewidywania dotyczące zmian na rynku pracy w porównaniu do standardowych modeli makroekonomicznych. Standardowe modele zakładają, że drobna obniżka płacy w jednym sektorze powoduje natychmiastowy i całkowicie bezkosztowy odpływ pracowników z tego sektora do innych sektorów. Założenie to implikuje zakładanie idealnej jednorodności pracowników oraz brak jakichkolwiek kosztów związanych ze zmianą sektora, co, jak uzasadnialiśmy w poprzedniej sekcji, jest mało realne. W naszym modelu wprowadziliśmy rozwiązania, które pozwalają na skorygowanie tego ograniczenia i uwzględnienie różnorodności pracowników oraz kosztów zmiany sektora. Model uwzględnia to, że zmniejszenie płacy w jednym sektorze powoduje odpływ części – a nie wszystkich – pracowników z tego sektora. W opracowaniu "How to compute the cost for

workers within the "just transition" to a low-carbon future?" (CAKE Working Paper, kwiecień 2022²) opisaliśmy szczegółowe wyprowadzenia matematyczne, które wyjaśniają jak model pozwala na uwzględnienie kosztów dla pracowników.

Parametry modelu, które opisują koszty transformacji dla pracowników zostały skalibrowane do wartości oszacowanych w badaniach z literatury naukowej. Badania, na których oparta jest kalibracja, analizują jak duże muszą być zmiany w wynagrodzeniu dla osób zatrudnionych w firmach kontrolujących znaczącą część rynku pracy (tzw. monopsonach), aby pracownicy zdecydowali się na zmianę miejsca pracy. Na podstawie tej informacji można wywnioskować jaka jest wartość obecnego miejsca pracy dla pracowników względem wartości drugiej najlepszej opcji zatrudnienia. Szczegółowy opis strategii kalibracji znajduje się w opracowaniu "How to compute

WYKRES 2. KOSZTY TRANSFORMACJI DLA PRACOWNIKÓW WYRAŻONE JAKO PROCENT WYNAGRODZENIA W CAŁEJ GOSPODARCE ORAZ STRATA PKB WYNIKAJĄCA Z PRZEPŁYWÓW PRACOWNIKÓW MIĘDZY SEKTORAMI.



Źródło: opracowanie własne na podstawie symulacji modelu dPLACE

² https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2022/05/CAKE_JustTransition_working-paper_April-2022-1.pdf (dostęp: 10.11.2022).

the cost for workers within the “just transition” to a low-carbon future?” (CAKE Working Paper, kwiecień 2022).

Różnice w zarobkach między sektorami dla pracowników w tej samej grupie wykształcenia w modelu są przypisywane różnicy uciążliwości pracy w tych sektorach. Jeżeli zamiast tego założylibyśmy, że uciążliwość pracy we wszystkich sektorach jest taka sama, koszty transformacji dla górników byłyby wyższe.

Model nie uwzględnia efektów demograficznych oraz faktu, że część obecnie zatrudnionych pracowników do 2050 odejdzie na emeryturę, co oznacza, że nie będą oni musieli szukać pracy. Uwzględnienie tego efektu w modelu prowadziłoby do zmniejszenia szacunków kosztu transformacji dla górników. W alternatywnej symulacji można byłoby założyć, że koszty dotyczą jedynie tych górników, którzy zostali zmuszeni do wyboru nowego miejsca pracy przed osiągnięciem wieku emerytalnego. Należy jednak zaznaczyć, że przy takim założeniu nie uwzględnilibyśmy kosztów dla młodych pracowników. Dla części z nich redukcja zatrudnienia w górnictwie oznacza stratę potencjalnie korzystnego finansowo miejsca pracy. Wyniki modelu wskazują, że w scenariuszu zakładającym realizację celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, zatrudnienie w górnictwie w Polsce spada o 51% w okresie 2020-2030 i o 83% w okresie 2020-2040.



Wyniki modelu wskazują, że w scenariuszu zakładającym realizację celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 roku, zatrudnienie w górnictwie w Polsce spada o 51% w okresie 2020-2030 i o 83% w okresie 2020-2040.

Model przewiduje, że górnicy znajdą pracę w innych sektorach, jednak ich produktywność oraz ich wynagrodzenie w nowych sektorach będzie mniejsza niż w górnictwie. W 2030 roku łączna strata dla wszystkich pracowników, którzy dzisiaj zatrudnieni są w górnictwie wyniesie 0,3 mld euro rocznie. W 2040 strata ta wzrośnie do 0,6 mld euro rocznie. Górnicy to nie jedyna grupa pracowników, która może ponieść koszty związane z transformacją nisko-emisyjną. Straty poniosą również pracownicy pozostałych sektorów, szczególnie tych, w których koszty produkcji zależą od wielkości podatku od emisji. Symulacje modelu pozwalają na obliczenie łącznej straty pracowników w całej gospodarce. W 2030 roku strata ta wyniesie średnio 0,4% wynagrodzenia pracowników. W skali kraju strata ta wyniesie 0,7 mld euro rocznie. W 2040 strata osiągnie już poziom 0,5% średniego wynagrodzenia pracownika, co, w skali kraju, oznacza stratę 1 mld euro.



W 2030 roku strata ta wyniesie średnio 0,4% wynagrodzenia pracowników. W skali kraju strata ta wyniesie 0,7 mld euro rocznie. W 2040 strata osiągnie już poziom 0,5% średniego wynagrodzenia pracownika, co, w skali kraju, oznacza stratę 1 mld euro.

Utracone dochody pracowników przełożą się na stratę PKB. Symulacje modelu wskazują, że w 2030 roku wymuszone przepływy pracowników między sektorami doprowadzą do utraty 0,1% rocznie. W 2040 roku strata ta wyniesie już 0,3% PKB rocznie. Wartość ta nie odzwierciedla całkowitych kosztów transformacji niskoemisyjnej, a jedynie spadek PKB wynikający z uwzględnienia w modelu ograniczonych możliwości zmiany sektora dla pracowników

Mechanizm sprawiedliwej transformacji

Jak wynika z naszych obliczeń, dla niektórych grup wysiłki i koszty osiągnięcia neutralności klimatycznej mogą być znaczące. Mając tego świadomość, ścieżce działań na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych towarzyszy mechanizm sprawiedliwej transformacji, którego podstawowym zadaniem jest wspieranie regionów najbardziej odczuwających skutki transformacji, w tym koszty niezbędnych zmian. Składa się on z trzech podstawowych filarów:

- Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (FST).
- Specjalny system w ramach programu InvestEU.
- Instrument pożyczkowy na rzecz sektora publicznego, łączący środki budżetu UE i Europejskiego Banku Inwestycyjnego.

Najważniejszym instrumentem mechanizmu sprawiedliwej transformacji jest z pewnością pierwszy z wymienionych, ustanowiony na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r.³ Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji jest całkiem nowym instrumentem utworzonym w ramach perspektywy finansowej na lata 2021–2027 i umocowanym w szeroko pojętej polityce spójności UE, czyli jednej z najważniejszych, obejmującej działania na rzecz zmniejszania nierówności między regionami Europy i wspieranie w nich zmian strukturalnych.

W rozporządzeniu jasno wskazano, iż FST ma przyczyniać się do realizacji jednego celu zdefiniowanego jako „umożliwienie regionom i ludno-

ści łagodzenia wpływających na społeczeństwo, zatrudnienie, gospodarkę i środowisko skutków transformacji w kierunku osiągnięcia celów Unii na rok 2030 w dziedzinie energii i klimatu oraz w kierunku neutralnej dla klimatu gospodarki Unii do roku 2050 w oparciu o porozumienie paryskie”. Działania te realizowane są w ramach szerszego celu polityki spójności określonego jako „Inwestycje na rzecz zatrudnienia i wzrostu”⁴. Ważną cechą tego mechanizmu jest także wyraźne wskazanie zasięgu geograficznego oraz zakresu wsparcia w regionach poszczególnych państwa członkowskich UE.

Środki w dyspozycji Funduszu Sprawiedliwej Transformacji sięgają 17.5 mld EUR (ceny stałe 2018), w tym 10 mld EUR pochodzi z zasobów Instrumentu UE na rzecz Odbudowy⁵, zaś 7.5 mld EUR z wieloletnich ram finansowych w obszarze polityki spójności w ramach ww. celu inwestycji na rzecz zatrudnienia i wzrostu. Polska jest największym beneficjentem FST z udziałem 20% dającym 3.5 mld EUR w cenach stałych 2018 r. (na kolejnych pozycjach znajdują się Niemcy z udziałem 12.88% i Rumunia z 11.12%⁶).



Polska jest największym beneficjentem FST z udziałem 20% dającym 3.5 mld EUR (na kolejnych pozycjach znajdują się Niemcy z udziałem 12.88% i Rumunia z 11.12%)

3 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. (dostęp:10.11.2022 r.)

4 Zob. art. 5 ust.2 rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060 z dnia 24 czerwca 2021 r.

5 Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiające Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. (dostęp:10.11.2022 r.)

6 Abstrahując od sporu między Komisją Europejską, w tym miejscu zakładamy, że Polska otrzyma przewidziane środki, także w części pochodzącej z Instrumentu UE na rzecz Odbudowy.

Skala funduszu sprawiedliwej transformacji odpowiada więc skali całkowitych kosztów transformacji dla pracowników, które, według oszacowań przedstawionych powyżej, wyniosą do 0,7 mld zł rocznie, przy czym należy wyraźnie podkreślić, iż wyniki modelowe obejmują znacznie dłuższą perspektywę czasową, zaś instrumenty wsparcia UE odnoszą się do okresu do 2027 roku i w obecnie nie mamy pewności, czy będą w podobnym kształcie kontynuowane.

Zgodnie z wymogami państwa członkowskie upoważnione do otrzymania wsparcia przygotowują terytorialne plany sprawiedliwej transformacji ze wskazaniem działań, które będzie wspierać FST, przy czym uprawnione działania są precyzyjnie zdefiniowane i obejmują głównie określone inwestycje przyczyniające się do osiągnięcia celu FST, ale także działania na rzecz podnoszenia i zmiany kwalifikacji zawodowych, wspomagające osoby poszukujące pracy czy przeciwdziałające wykluczeniu z rynku pracy.

W przypadku Polski Komisja Europejska w dniu 5 grudnia 2022 r. przyjęła pięć polskich programów operacyjnych z terytorialnymi planami sprawiedliwej transformacji finansowane w ramach Funduszu⁷. Ich wartość wynosi 3,85 mld euro (odpowiednik 3,5 mld euro w cenach stałych 2018) i dotyczy wsparcia obszarów górniczych na Śląsku i w zachodniej Małopolsce (2,4 mld euro), Wielkopolsce (415 mln euro), na Dolnym Śląsku (581,5 mln euro) oraz i w województwie łódzkim (369,5 mln euro).

Drugim ważnym filarem wspierającym finansowanie mechanizmu sprawiedliwej transformacji jest specjalny system wsparcia w ramach programu InvestEU – kolejny element Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności. Pro-

gram ten został przygotowany w celu wspierania polityk UE w wychodzeniu z głębokiego kryzysu gospodarczego i społecznego, w tym zapewnienia długoterminowa finansowania przedsiębiorstwom, przy jednoczesnym uwzględnieniu długoterminowych priorytetów UE, takich jak Europejski Zielony Ład. Program InvestEU może wspierać inwestycje realizowane w ramach planów sprawiedliwej transformacji, niemniej w nieco szerszym zakresie niż określa to rozporządzenie FST (np. projekty w dziedzinie infrastruktury energetycznej i transportowej, w tym infrastruktury gazowej i ciepłownictwa komunalnego, projekty w zakresie obniżenia emisyjności, dywersyfikacji gospodarczej i infrastruktury społecznej).

Celem funduszu InvestEU jest zmobilizowanie ponad 372 mld EUR środków prywatnych i publicznych na inwestycje, przy gwarancjach budżetowych UE na poziomie 26.2 mld EUR. Owe gwarancje mają wspomagać finansowanie z innych źródeł pozyskiwane przez podmioty realizujące projekty w regionach objętych sprawiedliwą transformacją (z zatwierdzonym terytorialnym planem sprawiedliwej transformacji). Niemniej projekty, które nie są zlokalizowane w tych regionach, również mogą zostać objęte tym systemem, pod warunkiem że przyczynią się do zaspokojenia potrzeb rozwojowych, które są związane z transformacją tych regionów i określone w odpowiednich terytorialnych planach sprawiedliwej transformacji. Warto dodać, że wykorzystanie środków funduszu InvestEU jest skorelowane z Planem Inwestycyjnym Europejskiego Zielonego Ładu⁸. Centrum Doradztwa InvestEU (The InvestEU Advisory Hub) ma wspierać tworzenie projektów wpisujących się w ten plan inwestycyjny i zapewnić wzmacnianie potencjału podmiotów wdrażających czy też pośredników finansowych.

7. Zob. komunikat: Unijna polityka spójności: 3,85 mld euro na sprawiedliwą transformację w kierunku gospodarki neutralnej dla klimatu w pięciu regionach Polski: https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/ip_22_7413

8. Zob. komunikat KE „Plan inwestycyjny na rzecz zrównoważonej Europy. Plan inwestycyjny na rzecz Europejskiego Zielonego Ładu”. COM(2020) 21 final. (dostęp: 10.11.2022 r.)

Trzecim filarem finansowym mechanizmu sprawiedliwej transformacji jest instrument pożyczkowy na rzecz sektora publicznego, łączący środki budżetu UE i Europejskiego Banku Inwestycyjnego, z założenia wspierający inwestycje sektora publicznego w regionach przechodzących transformację. W ramach tego wsparcia sektor publiczny może otrzymywać pożyczki preferencyjne na działania podejmowane przez podmioty publiczne, w tym inwestycje w zakresie infrastruktury energetycznej i transportowej, sieci ciepłowniczych, środków na rzecz efektywności energetycznej, renowacji budynków, a także infrastruktury społecznej. Wykluczone są inwestycje związane z wykorzystaniem paliw kopalnych.

Sprawiedliwa transformacja wspierana jest także w ramach Funduszu modernizacyjnego utworzonego na mocy dyrektywy EU ETS. Wprowadzie instrument ten przeznaczony jest przede wszystkim na inwestycje w modernizację sektora energetycznego w kierunku poprawy efektywności i odejścia od technologii opartych na paliwach kopalnych, wśród uprawnionych działań mogących uzyskać finansowanie z tego źródła wymienia się także transformację sprawiedliwych przemian w regionach uzależnionych od węgla, w tym zmianę miejsca zatrudnienia oraz zdobywanie nowych umiejętności przez pracowników oraz wspieranie edukacji i inicjatyw na rzecz zwiększenia zatrudnienia. Środki Funduszu modernizacyjnego pochodzą ze sprzedaży uprawnień wydzielonych w ramach EU ETS. Przewidziano, iż w latach 2021-2030 będzie to 2% całkowitej puli uprawnień do emisji, a beneficjentami jest dziesięć państw członkowskich wskazanych na podstawie kryterium PKB na mieszkańca. Polska jest największym beneficjentem Funduszy modernizacyjnego, z udziałem 43,4% w przeznaczanej do sprzedaży puli uprawnień do emisji.

Konkluzje i rekomendacje

Nasza analiza wskazuje, że transformacja niskoemisyjna będzie się wiązać ze stratą dochodów dla niektórych grup pracowników, szczególnie tych, którzy są obecnie zatrudnieni w sektorach wysokoemisyjnych. Symulacje modelu makroekonomicznego wskazują, że koszty w Polsce mogą wynieść nawet 0,7mld euro rocznie pod koniec tej dekady. Koszty te z założenia mają zostać skompensowane przez fundusze Unii Europejskiej, takie jak fundusz sprawiedliwej transformacji. Nasza analiza kosztów wskazuje, że skala funduszu sprawiedliwej transformacji odpowiada skali całkowitych kosztów transformacji dla pracowników. Otwartym pytaniem pozostaje to jak wykorzystać środki z funduszy europejskich, aby przyniosły one jak największą korzyść.

Strata związana z transferem może zostać zredukowana przez inwestycje dedykowane tworzeniu miejsc pracy dostosowanych do zdolności i kompetencji pracowników zatrudnionych obecnie w górnictwie. Przetwórstwo przemysłowe oraz budownictwo to dwie gałęzie gospodarki, które potencjalnie mogłyby przyjąć pracowników odchodzących z górnictwa. Można rozważyć zachęcanie i wspieranie firm zatrudniających górników do rozpoczynania działalności neutralnej emisyjnie. Pozwoliłoby to na przesuwanie grup pracowników do nowej produktywniej działalności w ramach jednego przedsiębiorstwa.



Można rozważyć zachęcanie i wspieranie firm zatrudniających górników do rozpoczynania działalności neutralnej emisyjnie. Pozwoliłoby to na przesuwanie grup pracowników do nowej produktywniej działalności w ramach jednego przedsiębiorstwa.

To zminimalizowałoby koszty związane z niepewnościami i poszukiwaniem nowej pracy. Dodatkowo takie rozwiązanie reduktowałoby ryzyko niedopasowania kompetencji pracowników do wymagań w nowym miejscu pracy, ponieważ obecny pracodawca posiada najlepszą informację o kompetencjach pracowników.

Mimo, że koszty przymusowego transferu rosną dopiero w odległej perspektywie, działania zmierzające do ich pomniejszenia powinny być podejmowane już dziś. Szczególnie dotyczy to inwestycji, których przygotowanie i realizacja wymaga czasu.

Ważną konkluzją wynikającą z zestawienia wyników analizy modelowej z wspólnotowymi instrumentami wsparcia jest to, iż koszty transformacji dla pracowników mogą być kompensowane nie tylko przez korzystanie z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji ale także poprzez skuteczne wykorzystanie pozostałych dwóch filarów, tj. programu InvestEU oraz mechanizmu pożyczkowego. Ponadto, koszty transformacji będą ponoszone w okresie dłuższym niż zakres dzisiejszych rozwiązań, stąd konieczna wydaje się kontynuacja dyskusji i pracy nad kontynuacją obecnych lub opracowaniem nowych instrumentów wsparcia w kolejnych dekadach.

Bibliografia

1. Komunikat KE do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Plan inwestycyjny na rzecz zrównoważonej Europy. Plan inwestycyjny na rzecz Europejskiego Zielonego Ładu. COM(2020) 21 final.
2. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1056 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiające Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 231/1).
3. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1060 z dnia 24 czerwca 2021 r. ustanawiające wspólne przepisy dotyczące Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego, Europejskiego Funduszu Społecznego Plus, Funduszu Spójności, Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji i Europejskiego Funduszu Morskiego, Rybackiego i Akwakultury, a także przepisy finansowe na potrzeby tych funduszy oraz na potrzeby Funduszu Azylu, Migracji i Integracji, Funduszu Bezpieczeństwa Wewnętrznego i Instrumentu Wsparcia Finansowego na rzecz Zarządzania Granicami i Polityki Wizowej (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 231/159).
4. Komunikat: Unijna polityka spójności: 3,85 mld euro na sprawiedliwą transformację w kierunku gospodarki neutralnej dla klimatu w pięciu regionach Polski (5 grudnia 2022 r.).
5. Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/241 z dnia 12 lutego 2021 r. ustanawiające Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej L 57/17).

6. IPCC, 2022: Climate Change 2022: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [P.R. Shukla, J. Skea, R. Slade, A. Al Khourdajie, R. van Diemen, D. McCollum, M. Pathak, S. Some, P. Vyas, R. Fradera, M. Belkacemi, A. Hasija, G. Lisboa, S. Luz, J. Malley, (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA. doi:10.1017/9781009157926.

7. Witajewski-Baltvilks, J., Boratyński, J., Jeszke, R., Pyrk, M. (2020). *How to compute the cost for workers throughout the „Just Transition” to a low-carbon future? CAKE/KOBIZE* (dostęp: 10.11.2022)







Adres:

ul. Krucza 5/11 D
00-548 Warszawa, Polska
www.kobize.pl
e-mail: cake@kobize.pl



Dofinansowano ze środków
Narodowego Funduszu
Ochrony Środowiska
i Gospodarki Wodnej