

OCENA WPŁYWU WDROŻENIA CELU 90% REDUKCJI EMISJI CO₂ W GOSPODARCE UNIJNEJ DO 2040 R. ORAZ REGULACJI PAKIETU „GOTOWI NA 55” NA POLSKI PRZEMYSŁ



Autor: Maciej Burny



Warszawa: grudzień 2024

Spis treści

Wprowadzenie.....	2
Ocena wpływu KE w zakresie wdrożenia celu 90% redukcji emisji CO ₂ w gospodarce unijnej do 2040 r. – obecne uwarunkowania polityczne	3
1. Główne wnioski z oceny wpływu KE celu 90% redukcji emisji CO ₂ do 2040 r. dla polskiego przemysłu energochłonnego.	5
1.1 Główne założenia oceny wpływu KE dla elektroenergetyki.....	5
1.2 Zakładane przez KE ścieżki cen energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO ₂ w perspektywie 2050 r.	7
1.3 Zakładany przez KE wpływ celu 90% na koszty i poziom emisji w przemyśle	9
1.4 Bilans dostępności uprawnień do emisji CO ₂ w systemie EU ETS w perspektywie do 2040 r. 10	
1.5 Szczegółowe założenia scenariusza S3 dla sektorów przemysłowych	12
2. Główne regulacje pakietu „Gotowi na 55” mające największy wpływ na konkurencyjność przemysłu energochłonnego – ocena jakościowa z perspektywą do 2030 r.	15
2.1 Wpływ dyrektywy EU ETS na przemysł.	15
2.1.1 Nowy cel redukcji emisji CO ₂ w sektorach EU ETS - cel 62% redukcji emisji CO ₂ do 2030 r. (w porównaniu do 2005 r.).....	15
2.1.2 Wpływ spadku krzywej LRF na podaż uprawnień w systemie EU ETS i ewentualne przyszłe reformy w celu jej uzupełnienia od 2040 r.	17
2.1.3 Rebasing i wpływ na ceny uprawnień do emisji CO ₂	19
2.1.4 Wprowadzenie mechanizmu CBAM w połączeniu ze stopniowym odstawianiem darmowych przydziałów CO ₂ do 2034 r.....	20
2.1.5 Utrzymanie tempa transferu nadwyżek uprawnień do rezerwy stabilizacyjnej (tzw. MSR – Market Stability Reserve).....	23
2.1.6 Rekompensaty kosztów pośrednich związanych z wzrostem cen energii.....	24
2.1.7 Możliwość absorpcji przez branże przemysłowe środków z aukcji uprawnień do emisji, Funduszu Modernizacyjnego i Innowacyjnego jako kompensacji kosztów polityki klimatycznej. 26	
2.2 Dyrektywa OZE – wpływ na przemysł energochłonny.	27
2.3 Dyrektywa IED – wpływ na przemysł.	31
Podsumowanie i wnioski	35

Wprowadzenie

Amerykański prezydent Dwight Eisenhower mawiał: „Przygotowując się do bitwy, zawsze okazuje się, że plany są bezużyteczne, ale planowanie jest niezbędne”. Zgodnie z maksymą Eisenhowera, Komisja Europejska wyznaczyła na początku lutego 2024 r. flagowy cel 90% redukcji emisji netto w unijnej gospodarce do 2040 r. względem 1990 r.

Co określony przez Brukselę cel oznacza dla europejskich branż przemysłowych – po analizie szczegółowej oceny wpływu towarzyszącej głównemu komunikatowi Komisji – opisujemy w pkt. 1 niniejszej analizy poniżej.

Na wstępie warto podkreślić, że propozycja nowego celu na 2040 r. nie zmienia diametralnie stanu prawnego względem zobowiązań instalacji przemysłowych, które są już objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji i musiałyby i tak liczyć się z kontynuacją spadku puli uprawnień w systemie EU ETS po 2030 r. Tempo kurczenia się podaży pozwoleń zostało już wcześniej ustalone zmienioną w 2023 roku dyrektywą EU ETS.

Tym niemniej, analizy Komisji jak osiągnąć cel na 2040 r. w branżach przemysłowych mają duże znaczenie, bo pokazują listę strategiczną technologii, na które Bruksela będzie stawiać i przeznaczać środki na ich rozwój. Po drugiej stronie pozostaną z kolei technologie przegrane, które mają być stopniowo wygaszane.

Pakiet legislacyjny „Gotowi na 55” stanowi realizację zobowiązania państw UE odnośnie do osiągnięcia wiążącego celu co najmniej 55% redukcji emisji netto gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej do 2030 r. w porównaniu z ich poziomem w 1990 r. Zobowiązanie to jest już prawnie określone w europejskim prawie klimatycznym i docelowo ma ono pomóc doprowadzić do osiągnięcia przez Unię Europejską celu neutralności klimatycznej do 2050 r.

W związku ze zobowiązaniem do osiągnięcia ww. celów redukcji emisji gazów cieplarnianych, w lipcu 2021 r. Komisja Europejska przedstawiła pierwszą transzę pakietu legislacji „Gotowi na 55” wraz z jego rozszerzeniem w grudniu 2021 r. Pakiet składał się w większości z rewizji istniejących dyrektyw i rozporządzeń – jak tych dotyczących handlu uprawnieniami do emisji CO₂, czy odnawialnych źródeł energii – ale zawierał też nowe propozycje aktów w obszarach do tej pory nieregulowanych w Unii jak np. w zakresie emisji metanu, czy wprowadzenia mechanizmu CBAM.

Zobowiązania pakietu „Gotowi na 55” oznaczają na poziomie UE przyspieszoną dekarbonizację w pierwszej kolejności sektora energetycznego, który już w 2040 r. ma być w pełni zdekarbonizowany jeśli chodzi o emisje netto.

Na dalszym etapie ma mieć miejsce dekarbonizacja sektorów przemysłu energochłonnego który będzie się stopniowo elektryfikował, a w branżach gdzie to niemożliwe będą stosowane nowe technologie wychwytu i magazynowania lub recyklingu dwutlenku węgla. O tym, co konkretnie oznaczają zobowiązania pakietu „Gotowi na 55” dla branż przemysłowych traktuje punkt 2 analizy.

Ocena wpływu KE w zakresie wdrożenia celu 90% redukcji emisji CO₂ w gospodarce unijnej do 2040 r. – obecne uwarunkowania polityczne

Po przyjęciu przez instytucje UE regulacji pakietu „Gotowi na 55” dyskusja o ich wdrożeniu oraz o celu na 2040 r. będzie wiodącym tematem kolejnej kadencji Komisji Europejskiej i Parlamentu Europejskiego.

Przedstawiona przez Komisję Europejską w lutym 2024 r. ocena wpływu towarzyszyła politycznej rekomendacji zawartej w przewodnim Komunikacie KE „*Zabezpieczenie naszej przyszłości - Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej*”¹ do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa. Była to propozycja odchodzącego kolegium komisarzy w zakresie zasadności przyjęcia przez Unię celu 90% redukcji emisji CO₂ do 2040 r., względem ich poziomu z 1990 r. Z analizowanych scenariuszy został wybrany **wariant S3** (na którym koncentruje się dalsza analiza oceny wpływu KE) i odchodząca KE zarekomendowała ostatecznie właśnie cel 90% redukcji emisji do 2040 r. vs. ich poziom z 1990 r.

Ocena wpływu składa się z pięciu części i łącznie liczy ok. 600 stron analiz.

Na następnym etapie, nowa KE wznowi prace nad wnioskiem o zmianę Europejskiego Prawa Klimatycznego i rozpocznie się procedura negocjacji poprawek PE i Rady do wniosku Komisji, a następnie będą miały miejsce trilogi. **Istnieje prawdopodobieństwo, że nowy cel 90% będzie zatwierdzony już na koniec 2025 r.**, aby UE mogła go zakomunikować podczas COP-30 w Brazylii. Dużo będzie zależeć od tempa prac nowej KE nad wnioskiem (przypuszczalnie jest on już gotowy), a następnie kolejnych Prezydencji w Radzie, rozpoczynając od polskiej w I połowie 2025 r.

Wygląda na to, że **cel 90% ma duże szanse na przyjęcie przez instytucje UE**, ponieważ silna grupa państw członkowskich już poparła wyznaczenie celu ambitnego – zgodnego z rekomendacjami Rady Naukowej powołanej przez Komisję (czyli mieszczącego się w przedziale 90-95%). Nie powinno też być problemów z utrzymaniem wymaganej większości po stronie klimatycznie ambitnych europosłów wybranych na nową kadencję w PE.

Aktualnie, nie jest jeszcze jasne, czy lutowa ocena wpływu będzie aktualizowana wraz ze spodziewanym przedstawieniem przez nowe kolegium komisarzy na przełomie lutego i marca 2025 r. **propozycji legislacyjnej wprowadzającej cel 90% do porządku prawnego UE**. Stanie się to poprzez rewizję Rozporządzenia UE – Europejskie Prawo o Klimacie. Możliwe, że analizy zostaną zaktualizowane, gdyż w momencie publikacji projektu rewizji Rozporządzenia minie około roku od przedstawienia przez KE omawianej oceny wpływu.

Bardzo prawdopodobne, że równoległe do propozycji rewizji Europejskiego Prawa o Klimacie, Bruksela przedstawi propozycje legislacyjne mające na celu ułatwienie dekarbonizacji branż energochłonnych, które coraz trudniej będzie utrzymać w Unii – biorąc pod uwagę rosnące koszty energii i produkcji przemysłowej. Ma to być nowy Ład dla Czystego Przemysłu, tzw.

¹ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW, Zabezpieczenie naszej przyszłości Cel klimatyczny na 2040 r. i droga ku neutralności klimatycznej do 2050 r. jako fundamenty zrównoważonego, sprawiedliwego i dostatniego społeczeństwa, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0063>.

Clean Industrial Deal. O połączenie tych propozycji zabiega m.in. rząd Danii, który przejmie przewodnictwo w Radzie UE zaraz po Polsce, tj. w drugiej połowie 2025 r. Duńczycy nie ukrywają, że chcą przyjąć nowy cel 90% jak najszybciej i miałyby to być właśnie sukces ich Prezydencji. **Propozycje dla branż energochłonnych mają ułatwić osiągnięcie porozumienia i pozyskać wsparcie bardziej sceptycznych wobec celu 90% państw.**

Do tego Duńczycy potrzebują żeby polska Prezydencja poprzedzająca duńską podjęła temat i zaawansowała negocjacje nowego celu. Ale polska administracja miałaby w tym czasie – jako neutralny przewodniczący Rady UE – związane ręce jeśli chodzi o promocję swoich postulatów i zawiązywanie kluczowych koalicji, więc raczej nie będzie procedować tej sprawy jako priorytetowej podczas swojej Prezydencji.

Pytanie, czy nowy Ład dla Czystego Przemysłu będzie uwzględniał konkretne, **dodatkowe środki finansowe na nakłady inwestycyjne, czy pokrycie rosnących kosztów operacyjnych**, powstałe w skutek powołania nowych unijnych instrumentów – jak zapowiedziany przez Ursulę von der Leyen **Europejski Fundusz Konkurencyjności** – czy też skończy się na szeregu „miękkich” inicjatyw administracyjnych, jak np. przyspieszanie procedur pozwoleńowych.

Jeśli znajdą się dodatkowe środki w budżecie UE na Europejski Fundusz Konkurencyjności, to w pierwszej kolejności mogą to być propozycje dla Polski niebezpieczne, bo **Brukseli najłatwiej sięgnąć będzie do przychodów krajowych z aukcji uprawnień do emisji w systemie EU ETS**. Polska ma znacznie wyższy udział w emisjach CO₂ Unii – jako wiodący emitent – aniżeli w budżecie UE, więc taka propozycja byłaby dla Warszawy kontrproduktywna, bo netto moglibyśmy zapłacić więcej niż dostaniemy. Kolejną alternatywą jest opcja zaciągnięcia dodatkowego unijnego długu, analogicznie do Krajowych Planów Odbudowy, której jednak sprzeciwiają się głównie Niemcy.

Dyrekcja Generalna ds. Klimatu KE sugeruje potrzebę uwzględnienia nowych środków na rozwój czystych technologii w przemyśle w ramach rewizji Nowej Perspektywy Finansowej na lata 2028-2034. Komisja wspomina także o istotnej roli Funduszu Innowacyjnego, którego potencjalne zwiększenie będzie omawiane w nowej kadencji instytucji UE. Fundusz ten ma być wspierany poprzez sprzedaż na aukcji bezpłatnych uprawnień do emisji CO₂, które mają być stopniowo wycofywane. Z jednej strony przemysł ma więc tracić ulgi operacyjne, a z drugiej otrzymywać wsparcie inwestycyjne na nowe technologie.

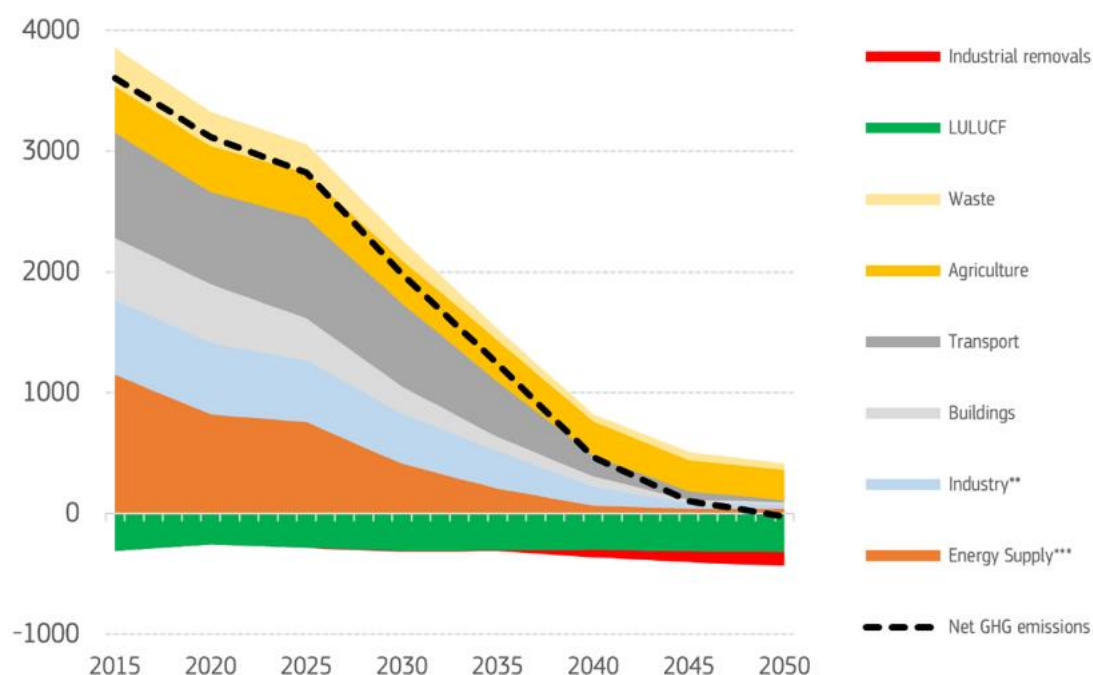
Nie jest też jasne jak nowa Komisja podejdzie do reguł pomocy państwa dla krajów chcących finansować własny przemysł ze swoich budżetów i czy umożliwi bogatszym dalsze elastyczne opcje dosypywania środków narażonym na globalną konkurencję rodzimym branżom. Wydaje się, że na ten moment w Komisji Europejskiej **przeważa opcja harmonizacji wsparcia na poziomie unijnym, zamiast wyścigu subsydiów pomiędzy krajami.**

Warto podkreślić, że cel na 2040 r. nie zmienia diametralnie stanu prawnego względem zobowiązań instalacji, które są już objęte systemem handlu uprawnieniami do emisji i musiałyby i tak liczyć się z **kontynuacją spadku puli uprawnień w systemie EU ETS po 2030 r.** A tempo kurczenia się podaży pozwoleń zostało już wcześniej ustalone zmienioną w 2023 r. dyrektywą EU ETS.

1. Główne wnioski z oceny wpływu KE celu 90% redukcji emisji CO2 do 2040 r. dla polskiego przemysłu energochłonnego.

Ocena wpływu jest sporządzona na poziomie całej UE i **nie zawiera konkretnych analiz na poziomie państw członkowskich**. Choć modele KE takie dane krajowe zawierają, to zwyczajowo nie są one publikowane w analizach wpływu polityki klimatycznej UE i państwa muszą je realizować same na potrzeby negocjacyjne.

Wykres 1. Historyczne i prognozowane emisje gazów cieplarnianych w okresie 2015-2050 w podziale na sektory gospodarki UE (w mln ton ekw. CO2).



Źródło: Analiza modelu PRIMES Komisji Europejskiej².

Z powyższych prognoz redukcji emisji CO2 w poszczególnych sektorach gospodarki KE wynika, że do 2040 r. sektor elektroenergetyczny ma zostać praktycznie zdekarbonizowany, a do 2050 r. mają dołączyć pozostałe sektory, w tym przemysłowe (oznaczone kolorem niebieskim), z wyjątkiem rolnictwa. Emisje pozostające w gospodarce UE w 2050 r. są neutralizowane przez zalesianie (LULUCF), wychwytywanie i magazynowanie lub utylizacja CO2 oraz wychwytywanie CO2 z powietrza.

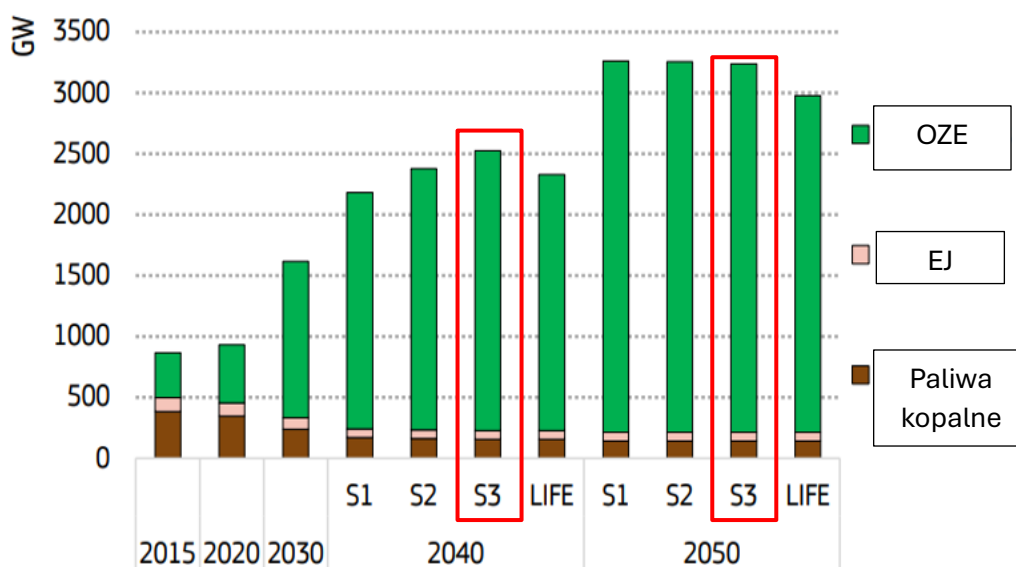
1.1 Główne założenia oceny wpływu KE dla elektroenergetyki

Głównym założeniem analizy wpływu jest **całkowicie zdekarbonizowana w ujęciu emisji netto elektroenergetyka już w perspektywie 2040 r.** W scenariuszu 90% redukcji emisji CO2 do 2040 r. Bruksela pokazuje nawet negatywne emisje tego sektora w ujęciu netto (-10 mln ton CO2). Nie oznacza to, że w sektorze nie będzie wtedy zupełnie emisji – te, które nadal

² https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en.

będą występować są jednak zneutralizowane przez nowe instalacje o negatywnej emisji netto jak technologie wychwytu i magazynowania CO₂ w instalacjach biomasowych (tzw. *BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) i z powietrza (ang. *Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS*). Są to technologie obecnie raczkujące – pierwszy projekt BECCS w Europie dopiero startuje w elektrowni Drax w Wielkiej Brytanii i już wywołuje dużo kontrowersji środowiskowych. Biomasa (zwłaszcza drzewna) jest bowiem obecnie wypierana z produkcji energii elektrycznej w Europie z uwagi na kwestie zrównoważonego rozwoju, czy konkurencję o surowiec z przemysłem drzewnym.

Wykres 2. Moc zainstalowana instalacji produkujących energię elektryczną w UE w podziale na technologie w poszczególnych scenariuszach (na czerwono zaznaczono scenariusz S3 rekomendowany przez KE).



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej³.

Zgodnie z założeniami powyższego scenariusza S3, moc zainstalowana w energetyce rośnie ok. 2,5-krotnie między 2020 a 2040 r. i 3,5-krotnie do 2050 r. Po 2040 r. z paliw kopalnych zostaje w miksie energetycznym UE tylko gaz ziemny, a instalacje węglowe zostają w całości odstawione.

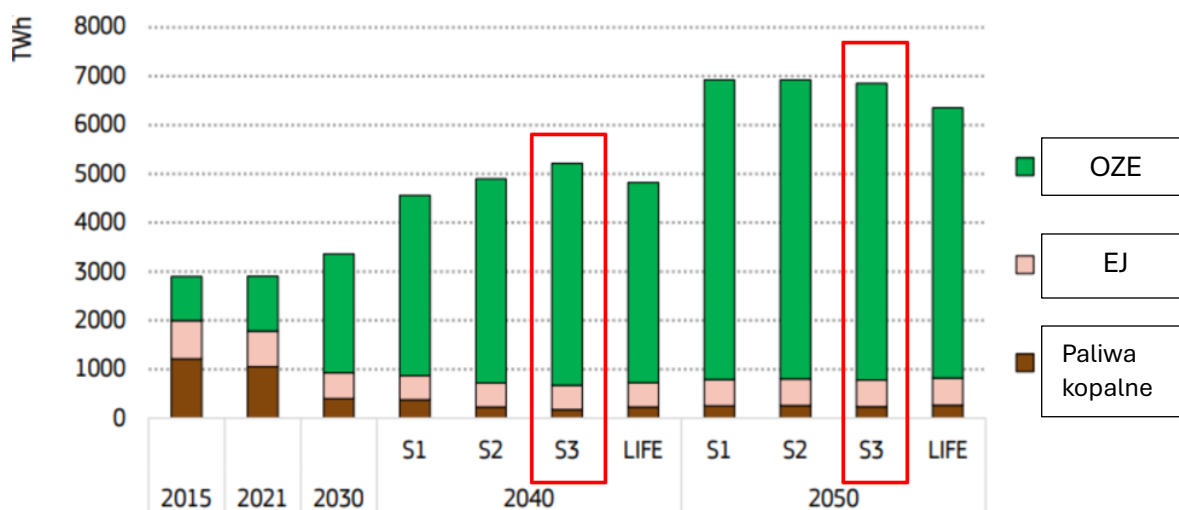
Odnawialne źródła energii OZE notują gwałtowny wzrost mocy zainstalowanej do poziomu ok. 2500 GW w 2040 r. i ok. 3200 GW do 2050 r., z kolei moc zainstalowana w energetyce jądrowej spada o 30% do 2040 r. – z ok. 100 do 70 GW. Energetyka jądrowa w 2040 r. ma odpowiadać tylko za ok. 10% produkcji energii. Produkcja energii w oparciu o atom ma spaść do 495 TWh. W 2050 produkcja z energetyki jądrowej spada już do ok. 7%.

Odnawialne źródła energii mają być wspierane magazynami energii (baterijne i elektrownie szczytowo-pompowe), których rola w systemie ma znacząco wzrosnąć. W 2040 r. magazyny mają stanowić aż 275 GW mocy zainstalowanej. W 2022 r. baterijne magazyny energii w UE stanowiły niecałe 3 GW mocy, więc mówimy tu o zakładanej przez KE rewolucji i boomie

³ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3, str. 34:
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_3&format=PDF.

technologii magazynowania. Patrząc na ostatnie aukcje rynku mocy w Polsce i prawie 2 GW zakontraktowanych magazynów trudno nie zgodzić się z tą tezą.

Wykres 3. Produkcja energii elektrycznej w UE do 2050 r. w podziale na technologie.



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej⁴.

Dominującą technologią produkcji energii elektrycznej w 2040 r. mają być OZE – w 2040 r. aż 85% generacji w Unii. W 2050 r. ma to być już 90%.

Drastyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest związany z zakładaną elektryfikacją innych branż jak przemysł, transport, czy ciepłownictwo. W 2040 r. produkcja w S3 sięga ponad 5000 TWh, by w 2050 r. dojść do prawie 7000 TWh. Dla porównania w 2022 r. produkcja energii elektrycznej w UE wyniosła ok. 2800 TWh.

1.2 Zakładane przez KE ścieżki cen energii elektrycznej i uprawnień do emisji CO₂ w perspektywie 2050 r.

Ciekawym zagadnieniem wynikającym z oceny wpływu KE są podane prognozowane ścieżki cen energii elektrycznej. **Hurtowe ceny energii dla przemysłu praktycznie stoją w miejscu w okresie 2030-2050 - na poziomie ok. 130 EUR/MWh (w EUR'23).** Zjawisko to nie jest szerzej wyjaśnione w dokumentach, a wcześniejsze analizy Komisji zakładały istotny spadek cen hurtowych w czasie w związku z przejściem na wyznaczanie cen energii przez instalacje OZE nieponoszące kosztów zmiennych.

⁴ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3, str. 32: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_3&format=PDF.

Tabela 1. Średnie ceny energii elektrycznej dla przemysłu (w EUR23/MWh).

EUR23/MWh	2030	2040	2050
	S1, S2, S3, LIFE	S1, S2, S3, LIFE	(S2)
Industry	133	130-131	131

Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej⁵.

Utrzymanie się cen energii w długim terminie na stosunkowo wysokim poziomie może być efektem założenia istotnego zastosowania technologii CCS zarówno w instalacjach gazowych jak i w biomasowych, których łączne koszty wytwarzania energii kształtują się na podobnym poziomie do założonych cen energii dla przemysłu.

Jeśli chodzi o spodziewane ceny uprawnień do emisji CO₂ w perspektywie 2050 r., to Komisja Europejska unika takiego bezpośredniego oszacowania w ocenie wpływu. Przedstawia jednak **prognozowane koszty krańcowe redukcji emisji CO₂ w systemie EU ETS**, które mogą posłużyć jako odniesienie do wymaganych cen CO₂, które urynkowią niezbędne do osiągnięcia celów redukcyjnych nowe technologie.

Tabela 2. Wartości CO₂ nałożone na emisje w energetyce i przemyśle w zależności od scenariusza.

EUR/tCO ₂ -eq	2040				2050
	S1	S2	S3	LIFE	
Energy and industry CO₂ (PRIMES model) and non-CO₂ covered by the ETS (GAINS model)	160	240	290	250	470

Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej⁶.

KE zaznacza w analizach, że „wartości CO₂” wymienione powyżej są używane wyłącznie jako czynniki modelowania i nie stanowią prognozy możliwej przyszłej ewolucji cen uprawnień o emisji CO₂. Wyrażone wartości odpowiadają krańcowym kosztom redukcji na tonę ekwiwalentu CO₂.

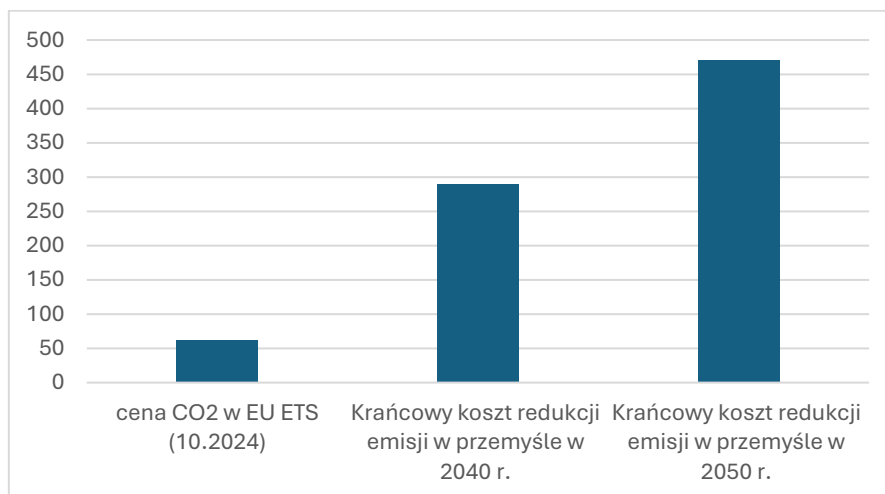
Jeśli przełożyć wymienione w Tabeli 2 wartości CO₂ na ceny uprawnień do emisji, to **w scenariuszu S3 w 2040 r. ceny te powinny wynosić ok. 290 EUR/tCO₂, a w 2050 r. aż 470 EUR/tCO₂**. Oznaczałoby to astronomiczny wzrost w porównaniu do obecnego poziomu.

⁵ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3, str. 188:
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_3&format=PDF.

⁶ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 2, str. 43:
https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF.

1.3 Zakładany przez KE wpływ celu 90% na koszty i poziom emisji w przemyśle

Wykres 4. Aktualne ceny uprawnień do emisji w systemie EU ETS w porównaniu do zakładanych przez KE kosztów krańcowych redukcji emisji CO₂ w EU ETS w 2040 i 2050 r. (w EUR/tCO₂).

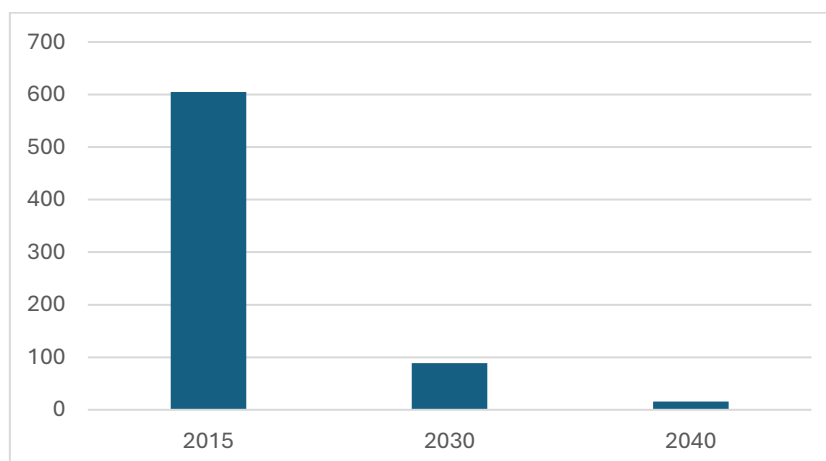


Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z giełdy EEX oraz Oceny wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej.

Wg stanu na 18 października 2024 r. cena CO₂ na rynku spot na giełdzie EEX wynosiła niecałe 62 EUR/tCO₂, a zatem była **prawie 5-ciokrotnie niższa niż zakładane koszty krańcowe redukcji emisji w energetyce i przemyśle w 2040 r.**

W scenariuszu S3 Komisja Europejska zakłada drastyczny spadek emisji CO₂ w sektorach przemysłowych do 2040 r. W 2015 r. te sektory emitowały ok. 600 mln ton CO₂, natomiast w 2030 r. mają emitować tylko 89 mln ton CO₂ netto, a w 2040 r. już tylko **16 mln ton CO₂ netto**.

Wykres 5. Historyczne i prognozowane emisje branż przemysłowych w UE (w mln ton CO₂).



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej⁷.

⁷ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 36.

1.4 Bilans dostępności uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS w perspektywie do 2040 r.

Pytanie kluczowe brzmi, **czy w systemie handlu emisjami CO₂ będą jeszcze fizycznie uprawnienia do kupienia po 2040 r.**, z uwagi na szybkie tempo rocznego spadku unijnej puli związane z przyjęciem nowych celów redukcyjnych. Może dojść do paradoksalnej sytuacji, w której za 15 lat nie będzie komercyjnie dostępnych technologii do redukcji emisji w przemyśle, a z drugiej strony nie będzie można zakupić pozwoleń emisyjnych, lub będą one astronomicznie drogie.

Komisja Europejska nie wskazała w ocenie wpływu celu 90% na 2040 r. rozwiązania potencjalnego problemu braku uprawnień do emisji w związku z wyczerpaniem puli w systemie EU ETS ok. 2040 r. W samej ocenie wpływu KE ogólnie zwraca uwagę na fakt, że „jeśli obecna LRF⁸ nie zostanie zmieniona po 2030 r., pula w ramach ETS1 osiągnie prawie zero w 2040 r.”⁹, z zastrzeżeniem, że uprawnienia wydane na podstawie art. 3c (lotnictwo) dyrektywy EU ETS będą wynosić powyżej 0 do 2044 r. włącznie i dopiero od 2045 r. spadną do zera.

Jest to problem, na który coraz częściej zwracają uwagę wiodące ośrodki analityczne w zakresie systemu EU ETS. Zgodnie bowiem z przyjętym w zrewidowanej dyrektywie EU ETS w 2023 r. tempem spadku krzywej puli uprawnień do emisji CO₂ – będzie miało miejsce przyspieszenie spadku puli uprawnień do emisji w EU ETS z obecnych 2,2% do 4,3% rocznie w latach 2024-2027 i 4,4% w latach 2028-2030. Po 2030 r. roczne tempo spadku puli uprawnień ma być utrzymane na poziomie 4,4%.

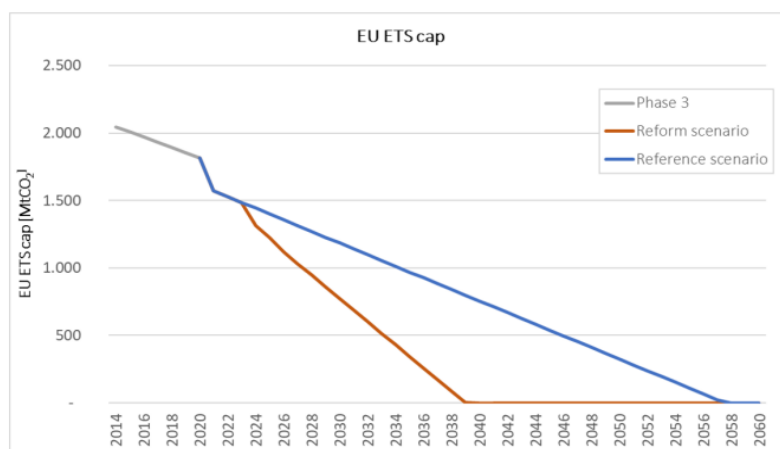
Ekstrapolując kontynuację spadku unijnej puli pozwoleń do 2040 r., ich podaż powinna się skończyć już w 2039 r. – zgodnie z poniższymi analizami ekspertów z renomowanego Instytutu Poczdamskiego ds. Badań Wpływu Polityki Klimatycznej¹⁰.

⁸ Ang. Linear Reduction Factor – Krzywa spadku puli uprawnień do emisji CO₂.

⁹ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 24.

¹⁰ PIK - Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung.

Wykres 6. Zakładany spadek unijnej puli uprawnień do emisji CO₂ w EU ETS w scenariuszu referencyjnym (kolor niebieski – zgodnie z celami dyrektywy EU ETS przed ostatnią rewizją) i po wdrożeniu ostatniej rewizji dyrektywy EU ETS (kolor pomarańczowy) – w mln ton CO₂.



Źródło: Opracowanie: *“The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality”*¹¹, str. 23.

Powstaje zatem kluczowe pytanie o spójność prezentowanych założeń w ocenie wpływu Komisji Europejskiej, mając na uwadze fakt, że **sektory przemysłowe mają nadal emitować CO₂ w 2040 r., natomiast nie jest jasne skąd zdobędą niezbędne do umorzenia w tym czasie uprawnienia.**

Z tez przygotowanych przez urzędników DG CLIMA¹² na wysłuchanie w Parlamencie Europejskim dla przyszłego Komisarza UE ds. Klimatu – Holendra Wokpe Hoestry – które wyciekły do unijnych mediów wynika, że KE ma nieco inne wyliczenia w tym zakresie, choć brakuje szczegółowych danych. W materiale tezewym, Komisarz jest przygotowywany przez swoich urzędników na konkretne pytanie związane właśnie z wyczerpaniem się unijnej puli uprawnień do emisji w 2039 r., choć wiadomo, że część sektorów przemysłowych objętych EU ETS nadal będzie emitować.

Wg analiz urzędników DG CLIMA pula uprawnień w EU ETS nie spadnie do zera w 2039 r. Bez dalszych zmian w dyrektywie EU ETS zdaniem KE stanie się to w 2045 r., a wydawanie uprawnień zakończy się najpóźniej w 2044 r. Bruksela zakłada, że część uprawnień wynikających z uczestnictwa transportu morskiego i lotnictwa w ETS pozostanie w systemie, ale będą to niewielkie wolumeny.

Komisja zakłada potencjalne zmiany w podaży uprawnień do emisji wynikające np. z włączenia w przyszłości nowych sektorów, czy włączenia lotów opuszczających UE. Urzędnicy podkreślają także, że dodatkowa podaż uprawnień może zostać stworzona przez ich wygenerowanie w efekcie zastosowania technologii zmagazynowania CO₂, czy tych generujących negatywne emisje jak BECCS i DACCS.

Tym niemniej, **należy się spodziewać, że jeśli w 2040 r. nadal będzie dostępna podaż uprawnień do emisji CO₂ w EU ETS, to będzie ona marginalna.**

¹¹ The Emerging Endgame: The EU ETS on the Road Towards Climate Neutrality, Michael Pahle, Simon Quemin, Sebastian Osorio, Claudia Günther, Robert Pietzcker, Kwiecień 2024: https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=4373443.

¹² Dyrekcja Generalna KE ds. Ochrony Klimatu.

1.5 Szczegółowe założenia scenariusza S3 dla sektorów przemysłowych

Scenariusz S3 zakłada **masowy rozwój technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), oraz wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla (CCU) w przemyśle**, który pozwala uniknąć aż ok. 137 mln ton emisji¹³ rocznie w tych branżach już w 2040 r. W ramach dokumentów przedstawionych przez KE w lutym 2024 r. obok propozycji celu 90% redukcji emisji, znalazł się także Komunikat¹⁴ - „W kierunku ambitnego przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla w UE” dedykowany rozwojowi tych technologii.

Choć ostatnio pojawiło się sporo projektów przemysłowych w technologiach CCS/CCU, które są także wspierane ze środków UE w postaci Funduszu Innowacyjnego w ramach EU ETS – w tym jeden polski projekt w Cementowni Kujawy – to **na dziś nie ma żadnego operacyjnego projektu w bloku i istnieje szereg niepewności związanych z ich komercjalizacją w przyszłości**. Jest to związane przede wszystkim z niepewnością wokół rozwoju infrastruktury przesyłowej CO₂ i składowisk na obszarach morskich.

Wg oceny wpływu KE, pojemność magazynowa składowanego pod ziemią CO₂ będzie w przyszłości skoncentrowana przede wszystkim w regionie Morza Północnego (na terytorium Danii i Holandii), a jeśli pozwolą na to okoliczności biznesowe, także na Morzu Adriatyckim i Morzu Czarnym¹⁵. Składowanie CO₂ pod ziemią na lądzie pozostaje społecznie nieakceptowalne w UE.

Tymczasem, **S3 zakłada w pełni rozwinięty przemysł zarządzania dwutlenkiem węgla do 2040 r.**, w którym wychwytywanie dwutlenku węgla obejmie wszystkie emisje procesów przemysłowych i zapewni znaczącą redukcję emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo KE zakłada w tym scenariuszu wysoką produkcję i zużycie e-paliw, co pozwoli na dalszą dekarbonizację miksu energetycznego w przemyśle.

Ponadto, w S3 założono w **2040 r. 75 mln ton CO₂¹⁶ negatywnych emisji w przemyśle** w związku zakładanym rozwojem nowych technologii BECCS i DACSS (tzw. industrial removals). Jak już wskazano wcześniej, są to **technologie obecnie praktycznie nieistniejące, będące obecnie na etapie demonstracji kilku pilotaży**.

Niezbędne roczne nakłady inwestycyjne w przemyśle związane z realizacją scenariusza S3 są oszacowane przez KE w następujący sposób: **48 mld EUR rocznie w okresie 2031-2040 oraz 22 mld EUR rocznie w okresie 2041-2050¹⁷**.

¹³ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 39.

¹⁴ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW - W kierunku ambitnego przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla w UE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0062>.

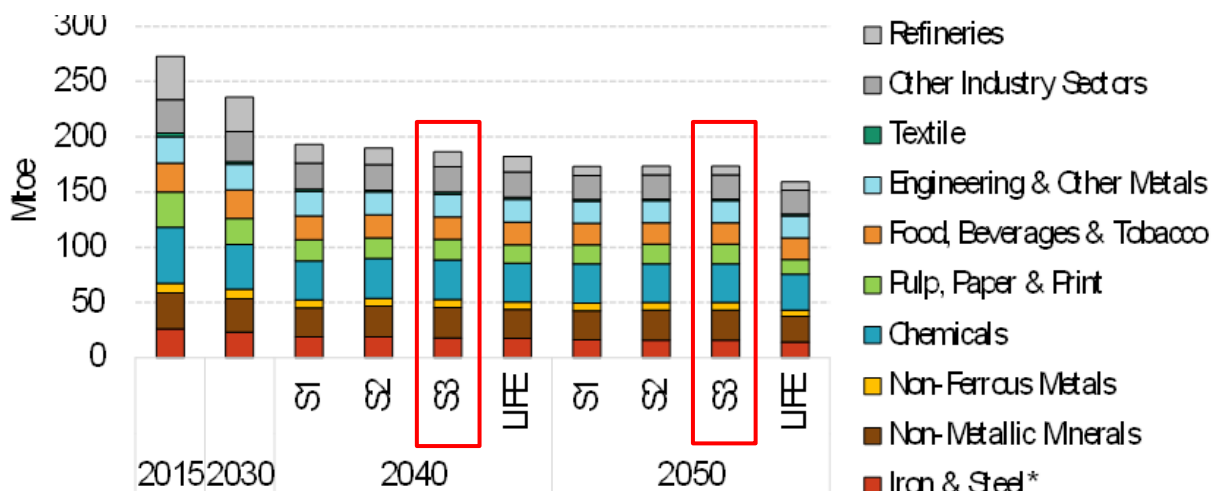
¹⁵ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 2: str. 31.

¹⁶ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 39.

¹⁷ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 57.

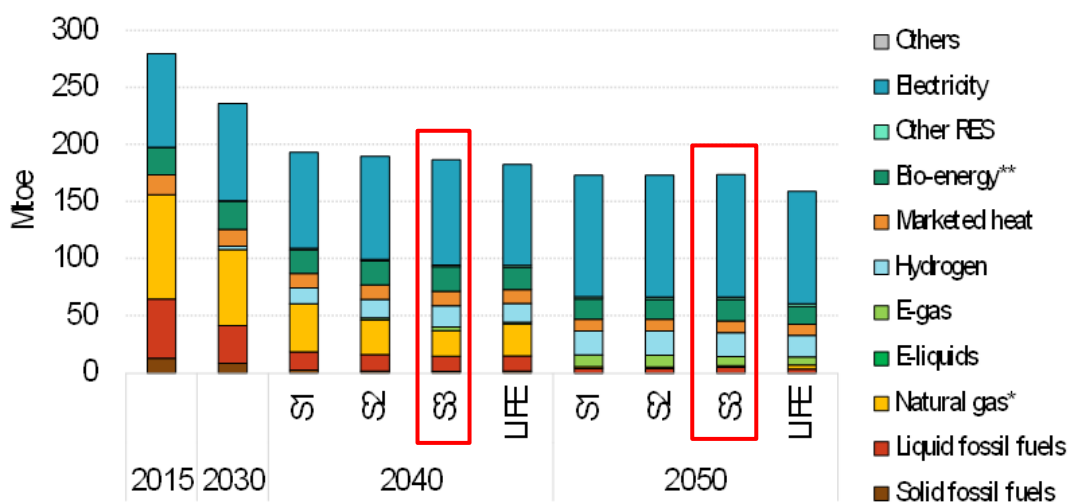
Wg założeń KE, zużycie energii finalnej w przemyśle ulegnie znacznemu spadkowi w związku ze zwiększeniem efektywności energetycznej.

Wykres 7. Zużycie energii finalnej w okresie 2015-2050 w przemyśle, w podziale na sektory (w Mtoe).



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej¹⁸.

Wykres 8. Zużycie energii w przemyśle UE w podziale na paliwa.



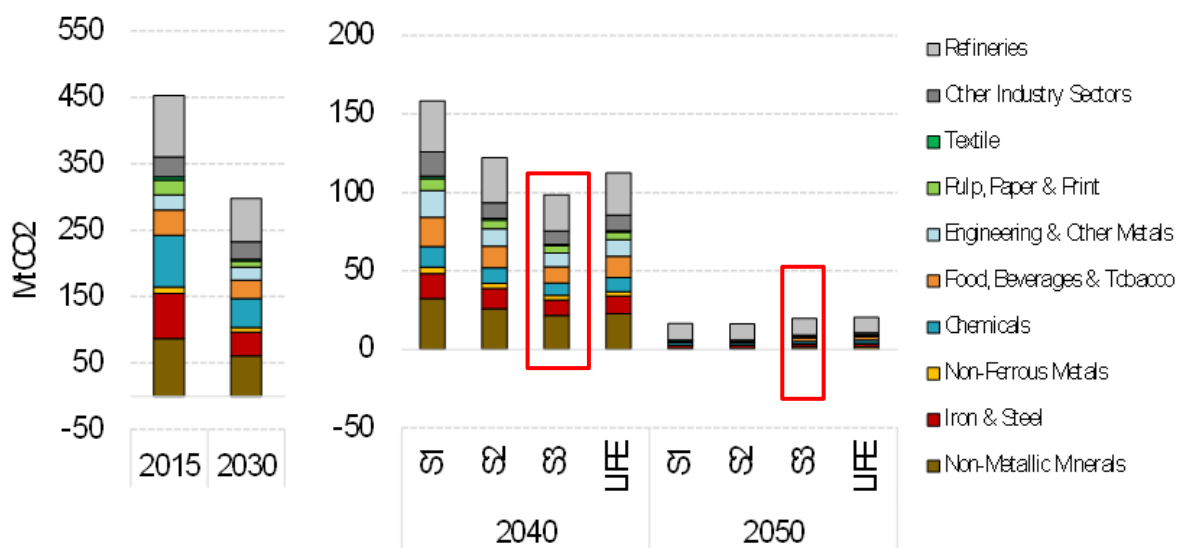
Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej¹⁹.

Jeśli chodzi o zużywaną w przemyśle energię, to KE zakłada istotną elektryfikację branż przemysłowych i wygaszenie z czasem wykorzystania gazu ziemnego oraz płynnych paliw kopalnych i węgla. Ich miejsce ma zająć wodór, bioenergia (biomasa, biopaliwa, biogaz, biometan), e-gazy i e-paliwa.

¹⁸ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3: str. 62.

¹⁹ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3: str. 63.

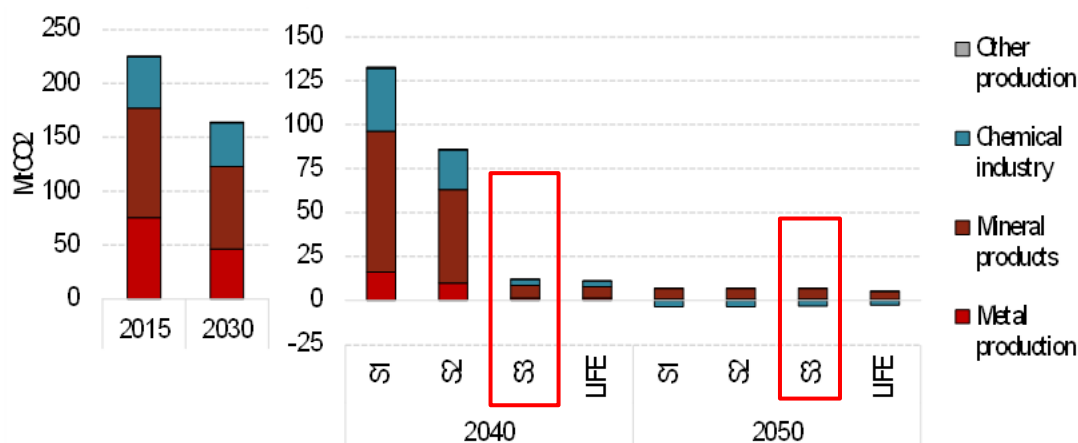
Wykres 9. Emisje CO₂ wynikające ze zużycia energii w podziale na branże przemysłowe.



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej²⁰.

W przypadku emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii, w perspektywie 2050 r. praktycznie wszystkie branże, poza m.in. rafineriami, mają już nie emitować CO₂ netto w scenariuszu S3.

Wykres 10. Emisje procesowe CO₂ w podziale na branże przemysłowe.



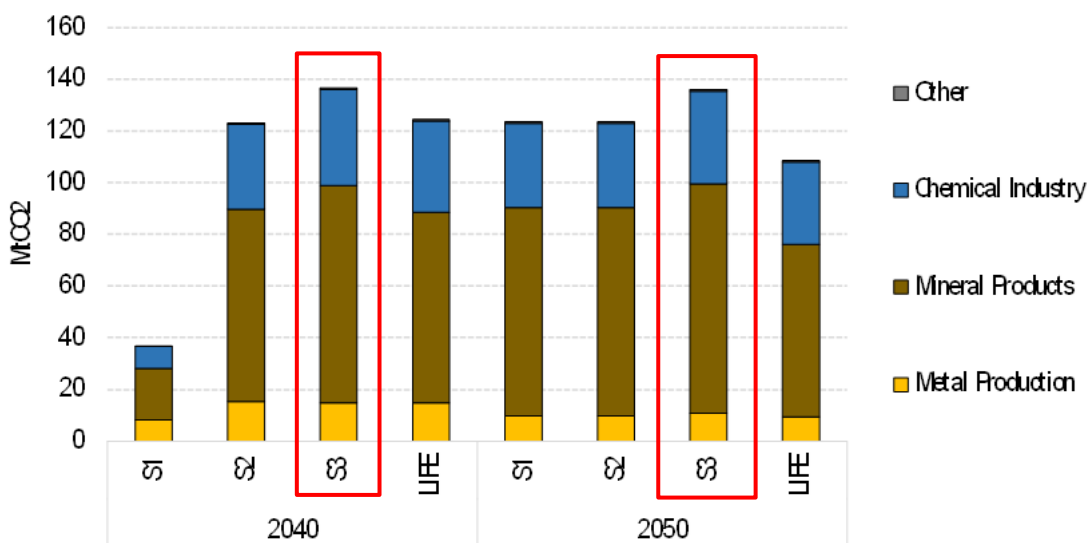
Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej²¹.

Podobnie wyglądają założenia Brukseli w przypadku emisji procesowych. Do 2050 r. branża chemiczna ma generować negatywne emisje, a dodatnie w ujęciu netto generuje branża mineralna.

²⁰ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3: str. 65.

²¹ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3: str. 65.

Wykres 11. Wychwycone emisje CO₂ w podziale na branże przemysłowe (w mln ton CO₂).



Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej²².

Bardzo niskie emisje procesowe netto branż przemysłowych wynikają m.in. z ambitnych założeń KE w zakresie komercjalizacji i szerokiego zastosowania technologii wychwytu CO₂, zwłaszcza w branżach produktów mineralnych i chemicznej.

2. Główne regulacje pakietu „Gotowi na 55” mające największy wpływ na konkurencyjność przemysłu energochłonnego – ocena jakościowa z perspektywą do 2030 r.

2.1 Wpływ dyrektywy EU ETS na przemysł.

2.1.1 Nowy cel redukcji emisji CO₂ w sektorach EU ETS - cel 62% redukcji emisji CO₂ do 2030 r. (w porównaniu do 2005 r.).

Stan faktyczny:

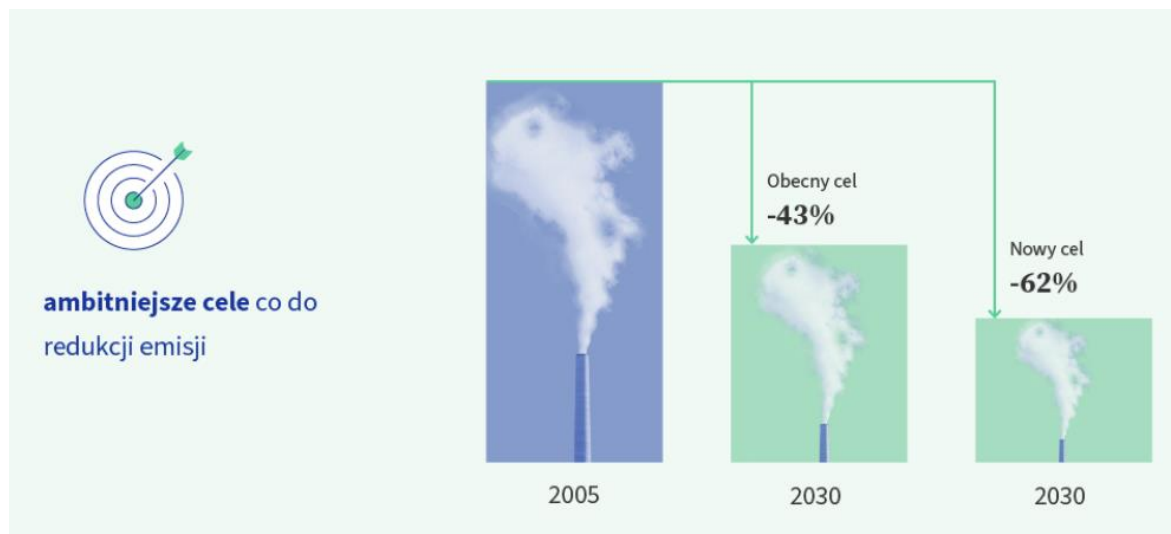
W ramach ostatniej rewizji dyrektywy ustanawiającej system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii²³ (dalej: dyrektywa ETS) przeprowadzonej w 2023 r., **nowy cel redukcji emisji CO₂ w sektorach objętych systemem EU ETS został ustalony na poziomie 62% do 2030 r.** (w porównaniu do 2005 r.).

²² COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 3: str. 66.

²³ DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/959 z dnia 10 maja 2023 r. zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz decyzję (UE) 2015/1814 w sprawie ustanowienia i funkcjonowania rezerwy stabilności rynkowej dla unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych.

Jest to istotne zwiększenie ambicji redukcyjnych dla tych sektorów, w tym dla branż przemysłu energochłonnego objętych EU ETS, biorąc pod uwagę fakt, że poprzedni cel przed przyjęciem nowelizacji dyrektywy EU ETS w latach 2005-2030 wynosił 43%.

Wykres 12. Zaostrzenie celu redukcji emisji w EU ETS z 43% do 62% do 2030 r.



Źródło: Infografika Komisji Europejskiej.

Zaostrzenie celu redukcyjnego w EU ETS z 43% do 62% będzie zapewnione poprzez **przyspieszenie tempa rocznego spadku unijnej puli uprawnień do emisji**, o czym szerzej w pkt. 2.1.2 poniżej.

Wpływ na przemysł energochłonny:

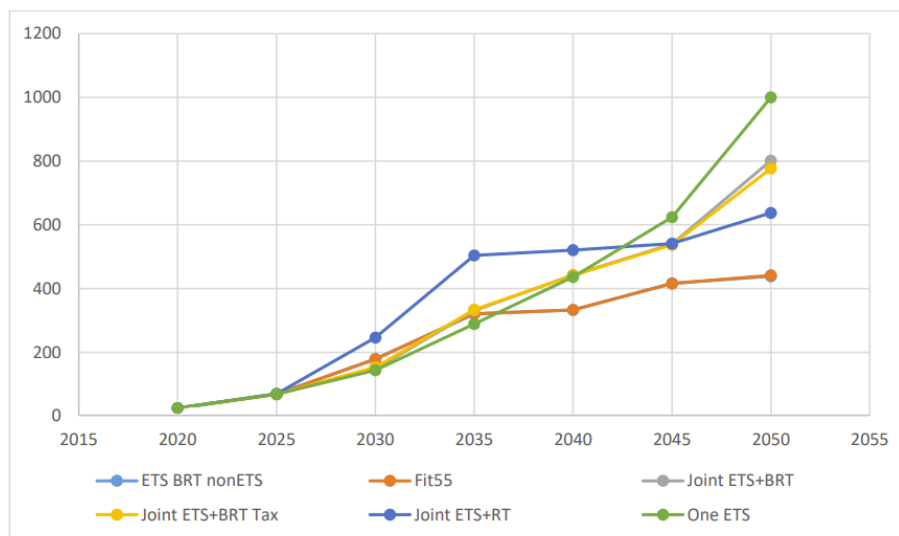
Nowy cel redukcji emisji dla sektorów EU ETS zaostrzony z 43% do 62% wpłynie przede wszystkim na znaczne obniżenie podaży uprawnień na rynku EU ETS, która w związku z kontynuacją liniowego spadku unijnej puli pozwoleń po 2030 r. może się skończyć już w 2039 r.

Dla branż energochłonnych głównym odczuwalnym efektem tej zmiany będzie **znacznie wyższa od obecnych cena uprawnień do emisji CO₂ na rynku EU ETS**. Aktualne ceny uprawnień na rynku spot na giełdzie EEX wynoszą ok. 63 EUR/t CO₂²⁴. Tymczasem, zgodnie z najnowszymi analizami Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej: KOBIZE), prognozy krańcowych kosztów redukcji emisji CO₂ w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem nowych celów redukcyjnych pakietu „Gotowi na 55”, przedstawiają się następująco:

²⁴ Notowania EEX spot z 6 listopada br.

Tabela 3. Prognozowany krańcowy koszty redukcji emisji CO₂ w systemie EU ETS1 przez KOBIZE (w EUR/tCO₂) – kolor pomarańczowy na wykresie liniowym.

	EU ETS (Fit55)
2020	25
2025	69
2030	179
2035	321
2040	333
2045	416
2050	441



Źródło: https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/03/CAKE_VIIEW_Changing-the-scope-of-the-EU-Emissions-Trading-System.pdf, str. 45.

Podsumowując, **obecne ceny uprawnień do emisji CO₂ mogą ulegnąć prawie 3-krotnemu wzrostowi – z 63 EUR/tCO₂ obecnie do 179 EUR/tCO₂ w perspektywie do 2030 r.**, tj. w zaledwie sześć lat.

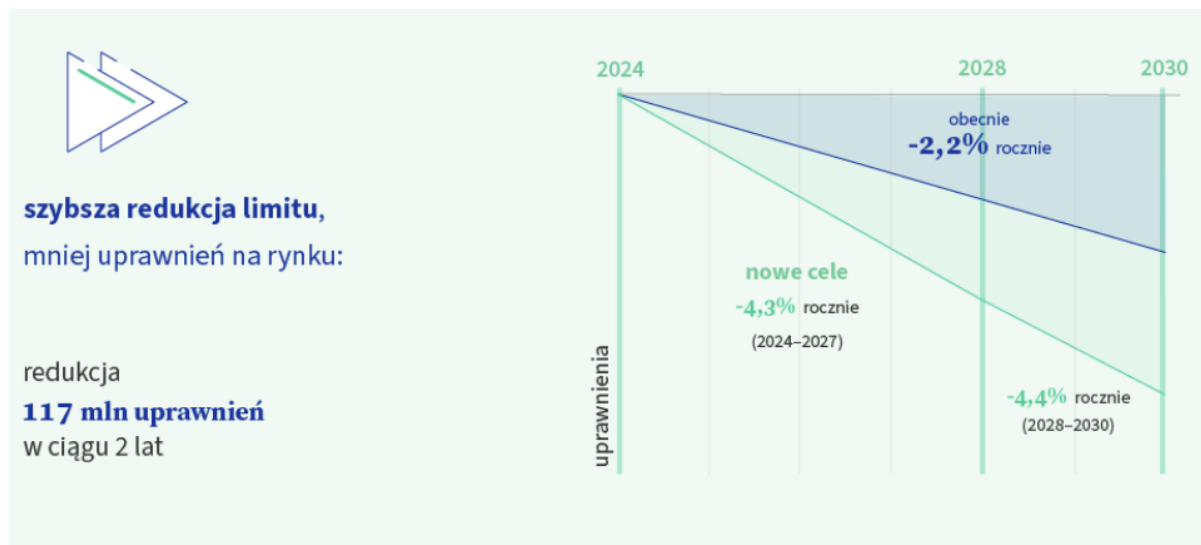
Nowe cele redukcyjne do 2030 r. **mogą także skutkować spadkiem darmowych przydziałów uprawnień do emisji wydawanych branżom energochłonnym** na podstawie wskaźników produktowych, jeśli okaże się, że liczba bezpłatnej alokacji w ramach wskaźników będzie zbyt wysoka w stosunku do całkowitej dostępności puli uprawnień w systemie EU ETS.

2.1.2 Wpływ spadku krzywej LRF na podaż uprawnień w systemie EU ETS i ewentualne przyszłe reformy w celu jej uzupełnienia od 2040 r.

Stan faktyczny:

Zgodnie z przyjętym w zrewidowanej dyrektywie EU ETS w 2023 r. tempem spadku krzywej puli uprawnień do emisji CO₂ – wynikającego z zaostrzonego celu redukcyjnego – będzie miało miejsce **przyspieszenie spadku puli uprawnień do emisji w EU ETS z obecnych 2,2% do 4,3% rocznie w latach 2024-2027 i 4,4% w latach 2028-2030**. Po 2030 r. roczne tempo spadku puli uprawnień ma być utrzymane na poziomie 4,4%, zgodnie z poniższym schematem.

Wykres 13. Szybszy spadek podaży uprawnień do emisji CO₂ po ostatniej reformie EU ETS.



Źródło: Infografika Komisji Europejskiej.

Zwiększenie liniowego wskaźnika procentowego rocznej redukcji puli pozwoleń w UE z 2,2% do 4,4% doprowadzi w efekcie – jak już wskazano wyżej w pkt. 1 dotyczącym analizy wpływu celu 90% redukcji emisji do 2040 r. – do **wyczerpania puli uprawnień już w 2039 r.** Tak szybki spadek podaży pozwoleń jest głównym źródłem spodziewanych drastycznych wzrostów ich cen jak w ww. prognozie KOBiZE – vide Tabela 3.

Wpływ na przemysł energochłonny:

W skutek wdrożenia ostatniej rewizji dyrektywy EU ETS uprawnień w systemie handlu uprawnieniami do emisji będzie coraz mniej, co wpłynie na ich wysoką cenę w perspektywie średnio i długoterminowej, jak wskazują analizy KOBiZE, które mieszczą się w głównym nurcie analiz wiodących ośrodków analitycznych w UE.

Wnioski dla branż energochłonnych w kwestii spadku wskaźnika LRF (ang. *Linear Reduction Factor*) są tożsame z wcześniejszymi w zakresie podniesienia celu redukcji emisji dla sektorów objętych systemem EU ETS.

W związku z przewidywalnym trendem stałego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, który jest ukierunkowany na wymuszenie wdrożenia nowych zeroemisyjnych rozwiązań technologicznych jak technologie CCS/CCU, elektryfikacja procesów przemysłowych, czy bioenergia, branże przemysłowe powinny uwzględnić w swoich strategiach długoterminowych **analizy kosztowe związane z konieczną ekonomicznie konwersją na nowe technologie.** Podstawą ku temu powinny być zakładane przez Komisję Europejską i wiodące ośrodki analityczne ścieżki cen uprawnień do emisji i docelowe wygaszenie puli pozwoleń w EU ETS przed 2040 r.

Alternatywnym rozwiązaniem dla niektórych zakładów przemysłowych może być wyjście z systemu EU ETS poprzez konwersję źródeł wytwórczych na biomasę. Od 2026 r. będzie obowiązywał wymóg, aby co najmniej 95% emisji instalacji pochodziło ze użycia biomasy spełniającej kryteria zrównoważoności środowiskowej. **Po wykazaniu przez prowadzącego, że emisja w instalacji z wykorzystania biomasy spełniającej kryteria RED II przekroczyła próg 95% całkowitej emisji, instalacja będzie mogła być wyłączona z systemu EU ETS.**

Należy przy tym brać pod uwagę ryzyko potencjalnych kolejnych zmian w dyrektywie EU ETS, której kolejna rewizja rozpocznie się w 2026 r., mających na celu próby ograniczenia możliwości wyjścia instalacji z systemu. Możliwa jest np. kolejna zmiana przepisów w zakresie zwolnień z EU ETS dla instalacji biomasowych, w zależności od skali wychodzenia instalacji z systemu.

Niewykluczone jest także zmniejszenie w przyszłości proggu 20 MW dla instalacji spalania paliw w systemie EU ETS. Zgodnie ze znowelizowaną dyrektywą EU ETS (art. 30 ust. 5 b²⁵), do dnia 31 lipca 2026 r. Komisja Europejska jest zobowiązana do przedstawienia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie Unii Europejskiej sprawozdania (w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym i oceną skutków) obejmującego m.in. **kwestię wykonalności obniżenia od 2031 r. progów całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 20 MW** dla rodzajów działalności wymienionych w załączniku I dyrektywy EU ETS.

2.1.3 Rebasng i wpływ na ceny uprawnień do emisji CO₂.

Stan faktyczny:

W celu realizacji nowego celu redukcji emisji CO₂ na 2030 r. w ostatniej rewizji dyrektywy ETS instytucje unijne zdecydowały się na usunięcie łącznie 117 mln EUA (*ang. European Union Allowance*) z rynku EU ETS (tzw. rebasing) w dwóch transzach – 90 mln EUA w 2024 i 27 mln EUA w 2026.

Głównym celem rebasingu jest dostosowanie puli uprawnień w EU ETS do nowego celu redukcji emisji ustalonego w pakiecie „Gotowi na 55” – tj. 55% redukcji emisji do 2030 r. vs. 1990 r. (w tym 62% redukcji emisji w EU ETS do 2030 r. vs. 2005).

Wpływ na przemysł energochłonny:

Wpływ rebasingu na ceny CO₂ w perspektywie do 2030 r. będzie „byczy” w związku z łącznym wycofaniem z systemu łącznie 117 mln uprawnień już do końca 2026 r. i związanym z tym dodatkowym spadkiem podaży na rynku.

Dodatkowe wnioski dla przemysłu wynikające z rebasingu są tożsame z tymi zawartymi w punkcie 2.1.2.

²⁵ „Do dnia 31 lipca 2026 r. Komisja przedstawia Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie obejmujące następujące kwestie, w stosownych przypadkach wraz z wnioskiem ustawodawczym i oceną skutków (...)

b) wykonalność obniżenia od 2031 r. progów całkowitej nominalnej mocy cieplnej dostarczanej w paliwie wynoszącej 20 MW dla rodzajów działalności wymienionych w załączniku I”.

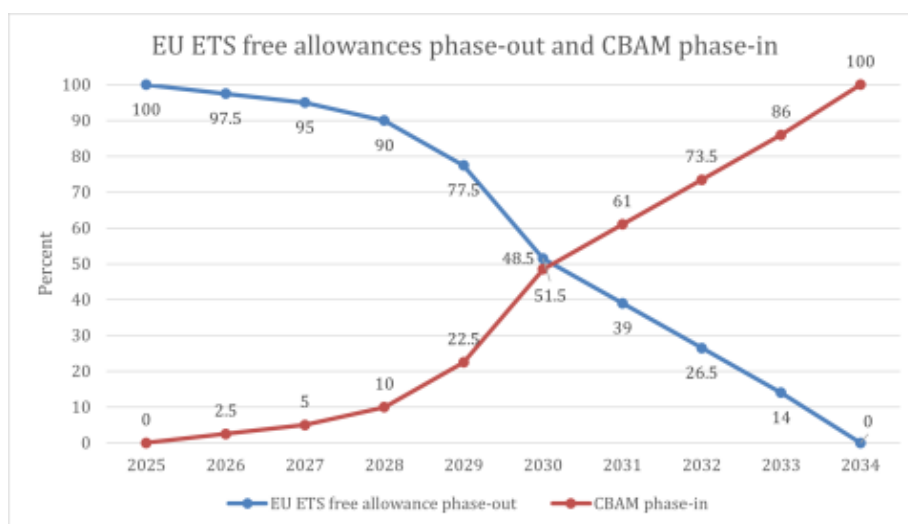
2.1.4 Wprowadzenie mechanizmu CBAM w połączeniu ze stopniowym odstawianiem darmowych przydziałów CO₂ do 2034 r.

Stan faktyczny:

Wprowadzenie mechanizmu CBAM (*ang. Carbon Border Adjustment Mechanism*) – tj. systemu opłat granicznych od emisji CO₂ dla importu przemysłowego do UE – jest planowane w połączeniu ze stopniowym odstawianiem darmowych przydziałów pozwoleń CO₂ dla europejskich branż nim objętych.

Zgodnie ze zrewidowaną dyrektywą ETS, w 2034 r. darmowe alokacje uprawnień dla sektorów przemysłowych objętych mechanizmem CBAM dobiegną końca. Po zakończeniu obecnej fazy pilotażowej, początkowo, tj. od 2026 do 2028 r. – z uwagi m.in. na niepewności natury politycznej i handlowej w zakresie akceptacji CBAMu przez globalnych partnerów gospodarczych UE – darmowe przydziały uprawnień będą spadać relatywnie wolno – w 2028 r. nadal 90% pozwoleń będzie alokowanych bezpłatnie. Od 2029 r. tempo rocznego spadku ma znacznie przyspieszyć, aby dojść do zera w 2034 r. – jak na poniższym wykresie.

Wykres 14. Tempo procentowego spadku puli darmowych uprawnień dla branż energochłonnych (kolor niebieski) wraz ze stopniowym wprowadzeniem CBAM (kolor czerwony).

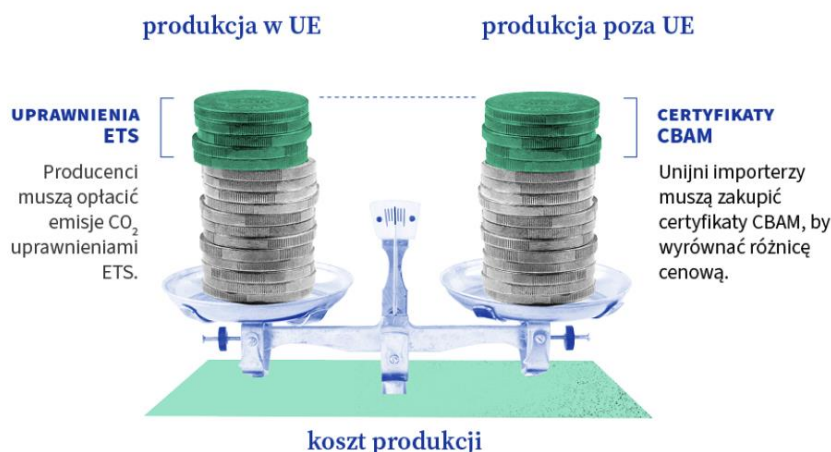


Źródło: International Carbon Action Partnership, <https://icapcarbonaction.com/en/news/eu-adopts-landmark-ets-reforms-and-new-policies-meet-2030-target>.

Od października 2023 r. weszło w życie rozporządzenie CBAM²⁶ i rozpoczęło się funkcjonowanie mechanizmu w fazie przejściowej (obejmującej lata 2023-2025), przy czym pierwszy okres sprawozdawczy dla importerów zakończył się 31 stycznia 2024 r. W tej fazie CBAM obejmuje import w branżach, w których produkcja wiąże się z dużą emisją CO₂ i największym ryzykiem ucieczki emisji, tj: **cement, żelazo i stal, aluminium, nawozy, energii elektryczna i wodór.**

²⁶ ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂.

Wykres 15. Uproszczony schemat działania mechanizmu CBAM.



Źródło: Infografika Komisji Europejskiej.

Celem okresu przejściowego jest pilotaż dla wszystkich interesariuszy (importerów, producentów i organów administracyjnych) oraz zebranie informacji na temat emisji wbudowanych (tzw. embedded emissions) w celu udoskonalenia metodologii na okres pełnego wdrożenia CBAMu od 2026 r. W okresie przejściowym do końca 2025 r. importerzy towarów objętych zakresem nowych przepisów będą musieli zgłaszać jedynie emisje gazów cieplarnianych wbudowane w ich import (emisje bezpośrednie i pośrednie), bez konieczności kupowania i umarzania certyfikatów CBAM. Pośrednie emisje zostaną objęte zakresem po okresie przejściowym dla niektórych sektorów (cement i nawozy), na podstawie określonej metodologii.

Przed upływem okresu przejściowego przypadającego na koniec 2025 r., Komisja Europejska ma przedstawić Parlamentowi Europejskiemu i Radzie sprawozdanie dotyczące stosowania rozporządzenia CBAM z uwzględnieniem m.in. **możliwości rozszerzenia mechanizmu na kolejne branże i emisje pośrednie**, emisje wynikające z transportu towarów, czy postęp w międzynarodowych dyskusjach na temat działań na rzecz klimatu.

Od 2026 r. unijni importerzy towarów objętych CBAM będą mieli obowiązek kupowania certyfikatów CBAM. Cena certyfikatów będzie skorelowana z tygodniową średnią ceną aukcyjną uprawnień w EU ETS. Importerzy do UE będą deklarować emisje zawarte w ich imporcie i co roku będą mieli obowiązek umorzenia odpowiedniej liczby certyfikatów.

Wpływ na przemysł energochłonny:

Stopniowe odejście od darmowych alokacji uprawnień do emisji CO₂ przeprowadzane równoległe do wprowadzania CBAM – w połączeniu z omówionym wcześniej trendem spodziewanego znacznego wzrostu ich cen w EU ETS – **będzie zwiększać koszty operacyjne branż energochłonnych, zwłaszcza po 2028 r., kiedy przydziały dla sektorów objętych CBAM zaczną skokowo spadać prowadząc do ich ostatecznego wyeliminowania w 2034 r.**

Jednocześnie, obecnie nie jest jasne, w jakim stopniu mechanizm CBAM okaże się skuteczny w ochronie konkurencyjności tych branż, mając na uwadze **rosnący sprzeciw globalnych partnerów UE wobec jego wprowadzenia i zastosowania w stosunku do importowanych do UE towarów, na czele z USA, Chinami, czy Indiami**. Wybory prezydenckie w Stanach Zjednoczonych, które zakończyły się zwycięstwem Donalda Trumpa, najprawdopodobniej spotęgują niechęć Waszyngtonu do respektowania CBAMu. Z kolei Chiny są jednym z kilku krajów, które wyraziły już formalnie obawy w ramach Światowej Organizacji Handlu (WTO) dotyczące stosowania mechanizmu CBAM.

Dodatkowo, **CBAM nie uwzględnia ochrony eksportu europejskiego przemysłu energochłonnego w formie rabatów eksportowych**, o co nieskutecznie zabiegały unijne branże w czasie negocjacji. **Bez ulg eksportowych CBAM powoduje ryzyko podważenia celów klimatycznych UE i pogorszenia konkurencyjności producentów z UE na rynkach zagranicznych**.

Przed dniem 1 stycznia 2028 r., a następnie co dwa lata, w ramach sprawozdań składanych Parlamentowi Europejskiemu i Radzie, Komisja Europejska oceni wpływ CBAM na ryzyko ucieczki emisji, w tym w odniesieniu do eksportu europejskich branż energochłonnych, **możliwe jest więc w przyszłości rozszerzenie mechanizmu o ulgi eksportowe, lecz obecnie nie jest to pewne**.

Środki mające na celu wsparcie energochłonnych gałęzi przemysłu, które mogą podlegać ucieczce emisji, będą również poddawane przeglądowi w świetle środków polityki klimatycznej realizowanych w innych głównych gospodarkach. W tym kontekście **Komisja Europejska rozważy również, czy środki dotyczące rekompensat kosztów pośrednich dla branż unijnych w ramach systemu EU ETS powinny zostać dodatkowo zmodyfikowane**.

Jeśli KE uzna, że CBAM działa adekwatnie, to **w przyszłości można się spodziewać kolejnych propozycji w zakresie ograniczenia i/lub docelowego wyeliminowania rekompensat dla unijnych branż z tytułu kosztów pozyskiwania energii**.

Zgodnie z obecną dyrektywą EU ETS, do 25% (lub więcej jeśli jest to uzasadnione) wszystkich przychodów z aukcji krajowej puli uprawnień do emisji CO₂ w ramach EU ETS, państwa członkowskie mogą przeznaczyć na tego typu rekompensaty, które stosowane są m.in. w Polsce.

Pojawiają się także wątpliwości dotyczące oceny w zakresie równomiernych obciążeń klimatycznych ze strony partnerów UE, mając na uwadze fakt, że **system handlu uprawnieniami funkcjonuje jedynie w niewielkiej części państw spoza UE, a tam gdzie działa ceny uprawnień do emisji CO₂ są znacznie niższe niż w Europie**.

2.1.5 Utrzymanie tempa transferu nadwyżek uprawnień do rezerwy stabilizacyjnej (tzw. MSR – Market Stability Reserve).

Stan faktyczny:

W Decyzji PE i Rady z dnia 2023/852 z dnia 19 kwietnia 2023 r.²⁷ **utrzymano wcześniejszy wysoki poziom rocznego transferu nadwyżek uprawnień do rezerwy stabilizacyjnej** (tzw. MSR – ang. *Market Stability Reserve*) – tj. **24% uprawnień w obiegu rocznie będzie trafiać do MSR aż do 2030 r.**, co jest kolejnym „byczym” czynnikiem regulacyjnym dla rynku handlu uprawnieniami w EU ETS. Po trafieniu do MSR uprawnienia są permanentnie kasowane z rynku EU ETS.

Rewizja Decyzji dodatkowo przenosi mechanizm MSR na nowy system EU ETS 2 (do którego od 2027 r. wejdą budynki i transport).

Tabela 4. Roczne kontrybucje uprawnień w ramach krajowej puli EUA państw członkowskich do MSR.

EU ETS country	2021	2022	2023
AT	5 563 187	6 345 090	5 555 134
BE	9 228 856	10 525 966	9 215 496
BG	6 531 499	7 449 497	6 522 044
CY	874 285	997 166	873 019
CZ	14 108 876	16 091 870	14 088 451
DE	80 029 579	91 277 689	79 913 725
DK	5 005 490	5 709 009	4 998 244
EE	2 225 742	2 538 569	2 222 520
EL	11 888 232	13 559 116	11 871 023
ES	30 610 010	34 912 228	30 565 697
FI	6 682 443	7 621 657	6 672 769
FR	21 881 211	24 956 603	21 849 536
HR	1 513 604	1 726 341	1 511 413
HU	4 381 023	4 996 772	4 374 681
IE	3 740 851	4 266 625	3 735 436
IS	156 001	177 927	155 775
IT	37 775 362	43 084 666	37 720 676
LI	3 492	3 982	3 486
LT	1 100 842	1 255 564	1 099 248
LU	438 053	499 621	437 419
LV	480 330	547 840	479 635
MT	332 525	379 262	332 044
NL	13 394 277	15 276 835	13 374 887
NO	3 106 500	3 543 117	3 102 003
PL	34 583 085	39 443 717	34 533 022
PT	6 072 075	6 925 501	6 063 284
RO	11 604 041	13 234 982	11 587 243
SE	3 246 409	3 702 690	3 241 709
SI	1 478 674	1 686 501	1 476 533
SK	4 206 047	4 797 204	4 199 958

Źródło: Komisja Europejska²⁸.

²⁷ Decyzja PE i Rady z dnia 2023/852 z dnia 19 kwietnia 2023 r.²⁷ w sprawie zmiany decyzji (UE) 2015/1814 w odniesieniu do liczby uprawnień, które mają zostać umieszczone w rezerwie stabilności rynkowej na potrzeby unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych do 2030 r.

²⁸ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT Technical information Accompanying the document Report from the Commission to the European Parliament and the Council on the functioning of the European carbon market in 2022 pursuant to Articles 10(5) and 21(2) of Directive 2003/87/EC.

Wpływ na przemysł energochłonny:

Rewizja parametrów MSR jest kolejnym z serii rozwiązań regulacyjnych – po zaostrzeniu celu redukcyjnego w EU ETS do 62% i zwiększeniu tempa spadku krzywej LRF – o „byczym” wpływie na ceny CO₂, ograniczającym ryzyko ewentualnej tymczasowej nadpodaży uprawnień wynikającej np. z kryzysu gospodarczego, wcześniejszego zamykania elektrowni opartych na paliwach kopalnych, czy przenoszenia produkcji poza UE przez branże objęte systemem EU ETS. **Głównym celem nowych parametrów MSR jest utrzymanie cen uprawnień do emisji w EU ETS na wysokim poziomie.**

Poza wpływem na wzrost cen uprawnień do emisji CO₂, **powiększony wolumen uprawnień zaciąganych do MSR pomniejsza krajowe pule uprawnień do emisji, w tym polską, co ma wpływ między innymi na ilość środków trafiających do przemysłu na inwestycje niskoemisyjne, czy rekompensaty kosztów pośrednich.** Dzieje się tak gdyż wysokie parametry MSR istotnie pomniejszają krajową pulę uprawnień do dyspozycji w Polsce – w samym 2022 r. było to aż ok. 34,5 mln EUA.

Dodatkowe wnioski dla przemysłu wynikające z rewizji MSR są tożsame z tymi zawartymi w punkcie 2.1.2.

2.1.6 Rekompensaty kosztów pośrednich związanych z wzrostem cen energii.

Stan faktyczny:

Zgodnie z art. 10a ust. 6 dyrektywy EU ETS, państwa członkowskie mogą wprowadzać rekompensaty finansowe dla sektorów lub podsektorów narażonych na ryzyko ucieczki emisji z powodu kosztów pośrednich wynikających z kosztów pozyskania energii. Są to koszty ponoszone w wyniku przenoszenia cen uprawnień do emisji CO₂ w ceny energii elektrycznej przez wytwórców. Takie rekompensaty można wprowadzać pod warunkiem że są one zgodne z zasadami pomocy publicznej i nie powodują nieuzasadnionych zakłóceń konkurencji na rynku wewnętrznym.

Rekompensaty z tytułu kosztów pośrednich nie powinny wynosić więcej niż 25 % dochodów danego kraju uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji. Dany kraj może przeznaczyć na ten cel więcej niż 25 % dochodów uzyskanych ze sprzedaży uprawnień na aukcji, podając powody przekroczenia tej kwoty w dedykowanym sprawozdaniu. Sprawozdanie zawiera również informacje na temat tego, czy należyście uwzględniono inne środki umożliwiające zrównoważone obniżenie pośrednich kosztów emisji dwutlenku węgla w perspektywie średnio- i długoterminowej.

Z rekompensat dla przemysłu z tytułu kosztów pośrednich, od lat korzysta także polski przemysł energochłonny, co jest kluczowym instrumentem wsparcia konkurencyjności branż uprawniających w dobie rosnących cen energii i uprawnień do emisji.

Historycznie **Komisja Europejska dąży do ograniczenia tego typu wsparcia dla branż, zmniejszając w kolejnych rewizjach liczbę sektorów, które mogą korzystać z tego typu wsparcia.** Z jednej strony jest więc wywierany nacisk na przemysł, aby się elektryfikował w branżach gdzie jest to możliwe, a z drugiej jest tendencja do stopniowego eliminowania

rekompensat z tytułu kosztów energii. Ceny energii w UE pozostają z kolei wysokie w porównaniu do głównych światowych gospodarek.

Listę sektorów uprawnionych do rekompensat z tytułu kosztów pośrednich określają „Wytyczne w sprawie niektórych środków pomocy państwa w kontekście systemu handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych po 2021 r.” – w załączniku nr. 1. Aktualnie na liście znajduje się 14 sektorów przemysłowych²⁹. Niektóre z nich, jak wodór i aluminium, są już objęte mechanizmem CBAM w okresie przejściowym (lata 2023-2025) i **możliwe jest ich wyłączenie w pierwszej kolejności z listy uprawnionej do rekompensat w ramach kolejnej rewizji Wytycznych KE.**

Wpływ na przemysł energochłonny:

Trend stopniowego ograniczania przez Komisję Europejską listy sektorów uprawnionych do korzystania z rekompensat kosztów pośrednich jest widoczny w kolejnych rewizjach Wytycznych KE. Jednocześnie, można się spodziewać następnym redukcji na liście w związku z wdrażaniem mechanizmu CBAM, który docelowo ma obejmować emisje pośrednie. W związku z czym **Bruksela będzie prawdopodobnie argumentować, że sektory objęte CBAMem nie muszą być dłużej wspierane poprzez rekompensaty kosztów energii.**

W pierwszej kolejności może to dotyczyć sektorów już objętych mechanizmem CBAM w fazie przejściowej i jednocześnie znajdujących się na liście uprawnionych do rekompensat kosztów pośrednich – tj. dla branż aluminium i wodoru. Tym niemniej, **w związku z planowanym rozszerzeniem działania CBAM na nowe sektory przemysłu energochłonnego w UE, na dalszym etapie można się spodziewać działań KE dążących do dalszego ograniczenia lub wręcz całkowitego wyeliminowania wsparcia z tytułu rosnących kosztów energii,** analogicznie do trendu stopniowego wycofywania darmowych uprawnień do emisji CO₂, które już znajduje się w przyjętym pakiecie legislacyjnym „Gotowi na 55”.

Dodatkową komplikacją jest **nadchodzące wygaszenie wsparcia w ramach rządowego programu „Pomoc dla przemysłu energochłonnego związana z cenami gazu ziemnego i energii elektrycznej”**, który był możliwy do realizacji w oparciu o Tymczasowe Ramy Kryzysowe (TRK), ogłoszone przez KE w wyniku wojny w Ukrainie. TRK umożliwiły bardziej elastyczne udzielanie pomocy publicznej przez kraje UE w związku z kryzysem energetycznym i skokowymi podwyżkami cen paliw i oraz energii elektrycznej.

KE wydłużyła **termin obowiązywania TRK ostatecznie do końca czerwca 2024 r.** – na chwilę obecną nie jest jasne czy taka pomoc będzie jeszcze możliwa po rozpoczęciu prac przez nowe Kolegium Komisarzy, a **aktualne ramy prawne jej nie przewidują.**

²⁹ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=CELEX%3AE2021X0415%2801%29>.

2.1.7 Możliwość absorpcji przez branże przemysłowe środków z aukcji uprawnień do emisji, Funduszu Modernizacyjnego i Innowacyjnego jako kompensacji kosztów polityki klimatycznej.

Stan faktyczny:

Dyrektywa EU ETS zapewnia wsparcie na inwestycje związane z transformacją energetyczną z Funduszu Modernizacyjnego i Funduszu Innowacyjnego finansowanych ze środków pozyskanych z aukcji uprawnień do emisji w ramach systemu EU ETS, które są dostępne także dla branż energochłonnych.

W obszarze inwestycji finansowanych z Funduszu Modernizacyjnego, które mogą realizować także branże energochłonne znajdują się m.in.: produkcja i wykorzystywanie energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, w tym wodoru odnawialnego, zmniejszenie zużycia energii w przemyśle, czy magazynowanie energii. Do skorzystania z Funduszu uprawnione są kraje mniej zamożne, w tym Polska, która jest jego głównym beneficjentem w UE.

Bazowo, Fundusz Modernizacyjny (FM) jest zasilany pulą 2% całkowitej liczby uprawnień w systemie EU ETS w latach 2021–2030. Ostatnia rewizja dyrektywy EU ETS dodatkowo zwiększyła wielkość FM – przeznaczonego na transformację energetyczną dla państw mniej zamożnych. FM został zwiększony o dodatkową pulę 2,5% uprawnień do emisji w EU ETS, ale do tej puli włączono jednocześnie nowe państwa: Grecję, Portugalię i Słowenię. Łącznie jest to więc pula 4,5% całkowitej ilości uprawnień w EU ETS w latach 2021-2030.

Łączny budżet FM dla Polski do 2030 r. jest szacowany przed administrację rządową na ok. 60 mld PLN – lecz może być istotnie niższy lub wyższy w zależności od rozwoju cen uprawnień do emisji.

Zwiększony Fundusz Modernizacyjny, w którym Polska ma największy udział, będzie skoncentrowany na inwestycjach powiązanych z przyspieszeniem rozwoju OZE, zarówno po stronie wytwarzania energii, magazynów energii jak i rozwoju sieci energetycznych – bez większych możliwości wsparcia nowych elektrowni gazowych, czy programu energetyki jądrowej.

Co najmniej 80% środków finansowych w ramach 2% puli podstawowej oraz 90% w ramach dodatkowej puli 2,5% dodatkowych środków z FM będzie musiało iść na inwestycje z listy priorytetowej, tj. m.in. na rozwój: OZE, efektywności energetycznej, sieci energetycznej, czy sprawiedliwej transformacji w regionach węglowych. Brak na tej liście inwestycji w technologie gazowe, czy jądrowe.

Rewizja dyrektywy ETS z 2023 r. wzmocniła także Fundusz Innowacyjny (FI) poprzez zwiększenie go z wcześniejszych 450 mln uprawnień, do 530 mln uprawnień w ramach EU ETS. Całkowite finansowanie FI zależy od ceny emisji dwutlenku węgla i wg założeń KE może wynieść około 40 miliardów euro w latach 2020–2030, według obliczeń przy założeniu ceny emisji dwutlenku węgla wynoszącej 75 euro/tCO₂.

Fundusz Innowacyjny obejmuje swoim zakresem także sektory przemysłowe, w tym również innowacyjne technologie magazynowania energii i energii ze źródeł odnawialnych oraz wychwytywanie i utylizację dwutlenku węgla (CCU), wychwytywanie, transport i geologiczne składowanie (CCS) CO₂, zwłaszcza w przypadku nieuniknionych emisji z procesów przemysłowych, czy bezpośrednio wychwytywanie CO₂ z atmosfery (DACCS).

Finansowane inwestycje powinny być umieszczone w lokalizacjach UE rozłożonych równomiernie pod względem geograficznym, co ma zapewnić pomoc techniczną dla państw członkowskich o niskim dotychczasowym w nim udziale – takim jak Polska.

Wpływ na przemysł energochłonny:

Dodatkowe środki dla branż przemysłowych wynikające z ustanowienia, a następnie ze zwiększenia rozmiaru w kolejnej rewizji dyrektywy EU ETS Funduszu Modernizacyjnego i Innowacyjnego są pozytywnym elementem rozwiązań legislacyjnych dla procesu transformacji energetycznej przemysłu.

Tym niemniej, należy podkreślić, że **o środki z Funduszu Modernizacyjnego w Polsce konkuruje wiele projektów o różnej skali oraz szereg branż**, na czele z sektorem energetycznym. Część programów jest z kolei skierowana do gospodarstw domowych lub samorządów.

W Polsce, NFOŚiGW stworzył ok. 30 programów priorytetowych operacjonalizujących FM, z **których tylko kilka jest dostępnych dla dużego przemysłu energochłonnego** - Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu, Przemysł energochłonny – OZE, Przemysł energochłonny - poprawa efektywności energetycznej.

W przypadku Funduszu Innowacyjnego, dostępność środków dla krajowych sektorów energochłonnych jest jeszcze bardziej ograniczona z uwagi na bariery w rozwoju technologii oraz wysokie koszty nowych innowacyjnych rozwiązań. Wystarczy wspomnieć, że do tej pory, tylko jeden polski projekt CCS otrzymał finansowanie z FI³⁰.

Skala obciążeń związanych z rosnącymi kosztami uprawnień do emisji CO₂ oraz stałym zmniejszaniem wielkości bezpłatnych przydziałów, w połączeniu z ograniczaniem listy sektorów uprawnionych do rekompensat, jest **niewspółmierna do dostępnych środków w ramach mechanizmów kompensacyjnych** i omówionych wyżej funduszy.

2.2 Dyrektywa OZE – wpływ na przemysł energochłonny.

Stan faktyczny:

Znowelizowana w 2023 r. dyrektywa o odnawialnych źródłach energii³¹ (dalej: Dyrektywa OZE) wprowadziła **obowiązkowy na poziomie całej UE cel wzrostu udziału OZE w zużyciu finalnym energii brutto do 42,5 procent w 2030 roku.**

Dyrektywa nie zawiera obowiązkowych celów dla poszczególnych krajów, ale w dokumentach towarzyszących Komisja Europejska uwzględnia oczekiwane kontrybucje krajowe do celu unijnego. Na cel unijny kolektywnie składają się sektory wytwarzania energii elektrycznej, transportu i ciepłownictwa. Jest to **istotne zwiększenie wcześniejszego celu obowiązującego przez pakietem „Gotowi na 55”, który wynosił 32 procent na poziomie całej UE.**

³⁰ Projekt CCS firmy Holcim w Cementowni Kujawy.

³¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.

Dla przemysłu energochłonnego, poza koniecznością kontrybucji do zwiększonego celu udziału OZE w zużyciu finalnym energii, kluczowe będą także inne zobowiązania wynikające z dyrektywy OZE odnoszące się konkretnie do tych branż.

I tak, **branże przemysłowe będą zobowiązane do zwiększenia udziału źródeł odnawialnych o co najmniej 1,6 punktu procentowego jako średnia roczna obliczona na lata 2021–2025 oraz 2026–2030.** Państwa członkowskie mogą zaliczać ciepło odpadowe i chłód odpadowy na poczet średniego rocznego wzrostu do wysokości 0,4 punktu procentowego przy spełnieniu określonych w dyrektywie warunków.

Kolejne ilościowe zobowiązanie dla branż przemysłowych dotyczy stosowania wodoru. **Zgodnie ze zrewidowaną dyrektywą OZE, co najmniej 42% wodoru zużywanego w przemyśle powinno pochodzić z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego do 2030 r., a w 2035 r. powinno być to już 60 %.** Państwo członkowskie może zmniejszyć udział paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego o 20 % do 2030 r. po spełnieniu określonych w dyrektywie OZE warunków.

Dodatkowo, dyrektywa OZE przewiduje wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych oraz ciepła i chłodu odpadowego w systemach ciepłowniczych i chłodniczych.

Co ważne dla elektrociepłowni przemysłowych, dyrektywa OZE odwołuje się do postanowień zrewidowanej w ramach pakietu „Gotowi na 55” dyrektywy o efektywności energetycznej³², która **przewiduje zmianę definicji efektywnych systemów ciepłowniczych** ukierunkowaną na **stopniowe wyeliminowanie z niej ciepła produkowanego z paliw kopalnych na rzecz OZE.** Jest to istotne z punktu widzenia możliwości korzystania ze wsparcia w postaci pomocy publicznej, gdyż tylko instalacje spełniające definicję efektywnych systemów ciepłowniczych mogą się o nią ubiegać.

Zgodnie z dyrektywą OZE, w 2035 roku udział odnawialnych źródeł energii lub ciepła odpadowego w takim efektywnym systemie będzie musiał wynosić już co najmniej 35% i dalej będzie się stopniowo zwiększać. Dodatkowo **nowe instalacje kogeneracyjne oparte na węglu nie będą spełniać tej definicji, a instalacje gazowe tylko do 2030 roku.**

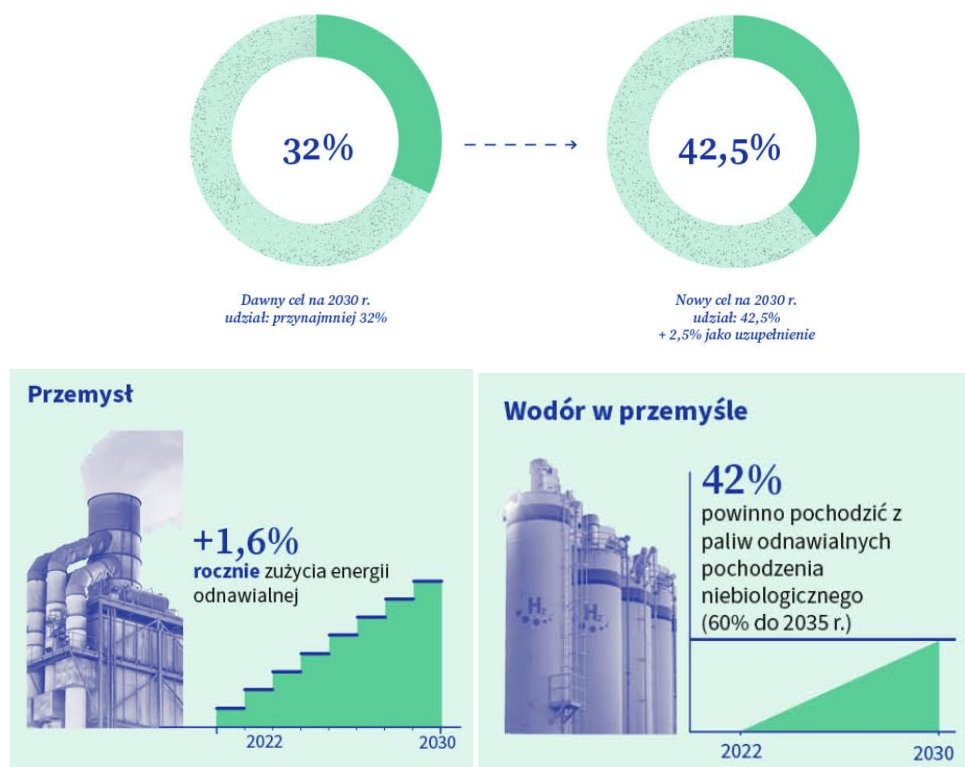
Dyrektywa OZE przewiduje także **ograniczenia dla wytwarzania energii i ciepła z biomasy** – w tym zaostrzone kryteria zrównoważoności dla instalacji biomasowych i zasadę stosowania biomasy na cele energetyczne dopiero w ostateczności (tzw. zasada kaskadowania).

W kontekście inwestycji w nowe moce wytwórcze energii elektrycznej w oparciu o źródła odnawialne, dyrektywa przewiduje **szybsze pozwolenia i złagodzone obowiązki środowiskowe dla nowych instalacji OZE** i wprowadza traktowanie takich projektów jako inwestycji o nadrzędnym interesie publicznym.

³² DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona).

Wykres 16. Główne zobowiązania wynikające z dyrektywy OZE dla branż przemysłowych związane z zaostreniem celu OZE do 2030 r., zwiększeniem udziału OZE w przemyśle i wodoru odnawialnego.

Ambitniejszy cel UE na 2030 r.



Źródło: infografiki Komisji Europejskiej.

Wpływ na przemysł energochłonny:

Przekładając cel UE w zakresie udziału OZE w zużyciu energii finalnej na oczekiwaną kontrybucję Polski – Polska powinna osiągnąć co najmniej 32% do 2030 r. – na co wskazała KE w rekomendacjach do polskiego projektu Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (dalej: KPEiK) – przekazanego Brukseli w wersji bazowej (tzw. scenariusz WEM – *ang. with existing measures*).

Można zakładać, że ostateczny polski KPEiK będzie zawierał udział OZE zgodny z oczekiwaną kontrybucją ze strony KE, biorąc pod uwagę fakt, że obecnie konsultowany projekt KPEiK w scenariuszu ambitnym (WAM – *ang. with additional measures*) zawiera cel 32,5% dla Polski do 2030 r.

Taka kontrybucja będzie oznaczała **konieczność znacznego zwiększenia zużycia OZE także w przemyśle, zarówno po stronie instalacji wytwarzających energię elektryczną jak i w zakresie zużycia wodoru pozyskiwanego z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego.**

Dodatkowo, jako odbiorcy energii, **branże przemysłowe poniosą wyższe koszty systemu wsparcia rozwoju instalacji opartych na źródłach odnawialnych w ramach opłaty OZE wypłacanej wytwórcom**, kiedy rynkowe ceny energii będą niższe od cen ustalonych w dwustronnych kontraktach różnicowych pozyskiwanych na aukcjach OZE.

Dyrektywa OZE wpłynie także na **przyspieszenie procedur pozwoleńowych dla inwestycji w OZE i infrastrukturę towarzyszącą realizowanych przez branżę przemysłową w Polsce**, z uwzględnieniem inwestycji w rozwój sieci i magazyny energii.

Dla polskich elektrociepłowni przemysłowych **utrudnieniem będzie ograniczenie możliwości zużycia biomasy na cele energetyczne**, co może być szczególnym wyzwaniem, gdyż w tym segmencie ekonomiczne kosztowo alternatywy dla gazu ziemnego są ograniczone. Nowa dyrektywa OZE wprowadza bowiem **ograniczenia dla wytwarzania energii i ciepła z biomasy poprzez zaostrzone kryteria zrównoważoności dla tego paliwa**.

Systemy wsparcia dla energii produkowanej z biomasy mają być zaprojektowane w taki sposób, aby uniknąć korzystania z niezrównoważonych środowiskowo sposobów jej wykorzystania oraz osłabienia konkurencyjności sektora drzewnego. W tym kontekście **prawodawcy ustalili tzw. zasadę kaskadowania z listą priorytetowych kierunków wykorzystania biomasy drzewnej, wg której bioenergia występuje prawie na samym końcu**. Państwa członkowskie mogą odstąpić od tej zasady tylko w ograniczonych przypadkach – jeśli m.in. udowodnią, że jest to konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii. Może mieć to hipotetycznie miejsce w polskim ciepłownictwie sieciowym, gdzie jest ograniczona alternatywa dla biomasy jeśli chodzi o odchodzenie od paliw kopalnych.

Nie będzie ponadto możliwości uzyskania wsparcia na nowe i modernizowane instalacje biomasowe służące wyłącznie do produkcji energii elektrycznej z biomasy drzewnej, chyba że taka energia jest produkowana w regionie objętym sprawiedliwą transformacją lub instalacja jest wyposażona w wychwytywanie i składowanie CO₂.

Porozumienie ogranicza też wspieranie określonych rodzajów biomasy używanej na potrzeby energetyczne. Bezpośrednie wsparcie finansowe zostanie co do zasady zakazane dla energii produkowanej w wyniku użytkowania biomasy leśnej w postaci kłód tartacznych, forniru, drewna okrągłego klasy przemysłowej oraz pniaków i korzeni.

Jednocześnie **obniżono próg obowiązywania kryteriów zrównoważoności dla instalacji biomasowych do 7,5 MW**.

Kolejnym wyzwaniem będą **rosnące wymogi³³ wykorzystania OZE w elektrociepłowniach** w związku ze zmianą definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

³³ Art. 26 Dyrektywy EED: 1. „Aby zapewnić bardziej efektywne zużycie energii pierwotnej oraz zwiększyć udział energii ze źródeł odnawialnych wprowadzanej do sieci, efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy spełnia następujące kryteria: a) do dnia 31 grudnia 2027 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75 % ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50 % połączenie takiej energii i ciepła; b) od dnia 1 stycznia 2028 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50 % ciepło odpadowe, w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co naj mniej 80 % ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5 %, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co naj mniej 50 %; c) od dnia 1 stycznia 2035 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 50 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80 % i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %; d) od dnia 1 stycznia 2040 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 95 % energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł

2.3 Dyrektywa IED – wpływ na przemysł.

Stan faktyczny:

W ramach Europejskiego Zielonego Ładu Komisja ogłosiła przegląd unijnych środków dotyczących ograniczenia zanieczyszczeń pochodzących z dużych instalacji przemysłowych.

Dyrektywa IED³⁴ obejmuje około 50 000 instalacji przemysłowych, które odpowiadają za ok. 20% całkowitej emisji zanieczyszczeń do powietrza, ok. 20% emisji zanieczyszczeń do wody i około 40% emisji gazów cieplarnianych w UE.

Głównym obowiązkiem jest konieczność posiadania przez każdą instalację przemysłową pozwolenia zintegrowanego wydanego przez właściwe organy państw członkowskich. Warunki pozwolenia muszą spełniać ogólne zasady i obowiązki, **w szczególności niezbędna jest spójność warunków pozwolenia z konkluzjami BAT** (ang. Best Available Technologies, najlepsze dostępne techniki) i dokumentami referencyjnymi je określającymi (tzw. BREFs).

Pojęcie dostępnych technik zostało zdefiniowane jako „techniki o takim stopniu rozwoju, który pozwala na ich wdrożenie w danym sektorze przemysłu, zgodnie z istniejącymi warunkami ekonomicznymi i technicznymi, z uwzględnieniem kosztów i korzyści, **bez względu na to, czy techniki takie są wykorzystywane lub zostały opracowane w Unii, o ile są one dostępne dla operatora**”.

Dyrektywa IED nakłada wymóg na operatorach instalacji przemysłowych stosowania konkluzji BAT określających należyte najlepsze dostępne techniki, które muszą wdrożyć, w celu zapewnienia ich spójności z celami klimatycznymi Unii Europejskiej. Celem jest także dojście do neutralnej dla klimatu gospodarki o obiegu zamkniętym.

Zrewidowana dyrektywa IED wprowadza koncepcję wartości granicznych efektywności środowiskowej, które mają być ustalane przez właściwe władze w pozwoleniu zezwalającym na eksploatację instalacji.

Jedną z głównych zmian w znowelizowanej w 2024 r. dyrektywie IED było odwrócenie dotychczasowego domyślnego podejścia krajowych organów wydających pozwolenia zintegrowane, które do tej pory często dostosowują wartości graniczne emisji (ELV – *ang. Emission Limit Values*) obowiązujące w pozwoleniach do górnego zakresu, tj. tego najmniej restrykcyjnego z możliwych norm emisji.

odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35 %; e) od dnia 1 stycznia 2045 r. – system, w którym wykorzystuje się w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75 % ciepło odpadowe lub w co najmniej 75 % energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe; f) od dnia 1 stycznia 2050 r. – system, w którym wykorzystuje się wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

2. Jako alternatywę dla kryteriów określonych w ust. 1 niniejszego artykułu państwa członkowskie mogą również wybrać kryteria w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, z uwzględnieniem środków wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku na podstawie art. 24 ust. 4 dyrektywy (UE) 2018/2001. W przypadku wyboru tych kryteriów efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy to system, który ma następujące maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom: a) do dnia 31 grudnia 2025 r.: 200 g/kWh; b) od dnia 1 stycznia 2026 r.: 150 g/kWh; c) od dnia 1 stycznia 2035 r.: 100 g/kWh; d) od dnia 1 stycznia 2045 r.: 50 g/kWh; e) od dnia 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.

³⁴ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1785 z dnia 24 kwietnia 2024 r. w sprawie zmiany dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) i dyrektywy Rady 1999/31/WE w sprawie składowania odpadów.

W przyszłości właściwy organ ma ustalać co do zasady **najsurowsze, w skutek zastosowania najlepszych dostępnych technik, osiągalne wartości ELV³⁵**. Będzie to poprzedzone analizą wykonalności spełnienia najsurowszego standardu emisji z zakresu BAT i wykazania najlepszej ogólnej wydajności, jaką może osiągnąć instalacja.

Ocena wykonalności technicznej będzie musiała zostać przeprowadzona przez operatora, który będzie miał możliwość argumentować, że najbardziej restrykcyjne wartości emisji nie są wykonalne i zasadne ekonomicznie. Dyrektywa IED nie wprowadza żadnych zasad dotyczących czasu przeprowadzania takich ocen wykonalności ani sposobu ich przejrzystego udostępniania i poddania publicznej kontroli.

Najważniejsze elementy dokumentów referencyjnych BAT i normy emisji zanieczyszczeń oparte na najlepszych dostępnych technikach w danym sektorze przemysłowym przyjmowane są w drodze procedury komitetowej w tzw. procesie sewilskim. Wartości progowe BAT wyznaczone są dla poszczególnych branż jak przemysł energetyczny, produkcja i obróbka metali, przemysł chemiczny, czy mineralny.

Nowe wartości emisji zanieczyszczeń w aktualizowanych konkluzjach BAT zaczną obowiązywać najwcześniej pod koniec 2028 r., a najpóźniej ok. 2030 r. – w zależności od czasu trwania procedury komitetowej.

W celu dostosowania przepisów dyrektywy IED do postępu naukowo-technicznego w oparciu o najlepsze dostępne techniki, Komisja przyjmie akty delegowane aktualizujące wartości emisji zanieczyszczeń określone dla poszczególnych branż przemysłowych. Przed przyjęciem aktów delegowanych Komisja przeprowadzi odpowiednie konsultacje z zainteresowanymi stronami.

Kolejna rewizja dyrektywy IED stanowi początek drogi do zaostrzenia norm emisji zanieczyszczeń z dużych instalacji przemysłowych poprzez aktualizację konkluzji BAT w oparciu o rozwój najlepszych technik. Rodzaje działalności przemysłowej objęte przepisami dyrektywy IED zawarte są w załącznikach II-VIa.

Najnowsza rewizja obejmuje również działalność górnictw w zakresie dyrektywy, włączając wydobywanie, w tym obróbkę na miejscu rud produkowanych na skalę przemysłową, takich jak **żelazo, miedź, złoto, nikiel i platyna**. Z zastrzeżeniem przeglądu i wniosku ustawodawczego Komisji, zakres może zostać rozszerzony również na minerały przemysłowe.

Doprecyzowane zostały także zasady stosowania odstępstw od stosowania przez operatorów wartości emisji zanieczyszczeń ujętych w konkluzjach BAT, po wykazaniu, że koszty dostosowania instalacji do nowych norm emisji przewyższają korzyści środowiskowe.

Właściwy organ krajowy będzie miał obowiązek ponownego rozpatrzenia ważności tego odstępstwa co 4 lata, a operator będzie musiał przedstawić dalszą ocenę udzielonego odstępstwa na podstawie stężenia zanieczyszczeń w środowisku. Komisja Europejska wyda

³⁵ Art. 15 ust. 3 Dyrektywy IED: „**Właściwy organ określa najbardziej rygorystyczne dopuszczalne wielkości emisji osiągalne w instalacji dzięki zastosowaniu najlepszych dostępnych technik, uwzględniając cały zakres poziomów emisji powiązany z najlepszymi dostępnymi technikami (BAT-AEL)**, w celu zapewnienia, aby w normalnych warunkach eksploatacji emisje nie przekroczyły BAT-AEL określonych w decyzjach w sprawie konkluzji dotyczących BAT, o których mowa w art. 13 ust. 5. Dopuszczalne wielkości emisji opierają się na ocenie przez operatora całego zakresu BAT-AEL, zawierającej analizę wykonalności osiągnięcia wielkości mieszczących się na najbardziej rygorystycznym krańcu zakresu BAT-AEL i wykazującej najlepszy ogólny wynik, jaki może osiągnąć instalacja przy zastosowaniu najlepszych dostępnych technik opisanych w konkluzjach dotyczących BAT, z uwzględnieniem możliwych wzajemnych powiązań pomiędzy różnymi komponentami środowiska”(…).

akt wykonawczy określający metodologię oceny nieproporcjonalności kosztów w stosunku do potencjalnych korzyści w odniesieniu do procedur odstępstw od BAT.

Konkluzje BAT po ostatniej rewizji dyrektywy IED powinny obejmować **wiążące poziomy efektywności środowiskowej** (w tym poziomy efektywności zasobów) powiązane z BAT, orientacyjne wartości efektywności środowiskowej powiązane z nowymi technikami oraz orientacyjne punkty odniesienia (w innych przypadkach), które należy uwzględnić w systemie zarządzania środowiskowego.

Państwa członkowskie mają też zapewnić, że w przypadku gdy szkoda dla zdrowia ludzkiego wystąpiła w wyniku naruszenia środków krajowych przyjętych zgodnie z dyrektywą IED, **osoby dotknięte szkodą mają prawo dochodzenia i uzyskania odszkodowania za tę szkodę od odpowiednich osób fizycznych lub prawnych**. Państwa członkowskie mogą ustanowić okresy przedawnienia dla wnoszenia powództw o odszkodowanie.

Znowelizowana dyrektywa IED wymaga ponadto od krajów UE, aby nakładały na operatorów instalacji **obowiązek opracowania orientacyjnego planu transformacji obejmującego rodzaje ich działalności w terminie do dnia 30 czerwca 2030 r.** Plan transformacji ma zawierać informacje o sposobie, w jakim operator przekształci instalację w okresie 2030–2050, aby przyczynić się do powstania do 2050 r. neutralnej dla klimatu gospodarki o obiegu zamkniętym w Unii.

Wpływ na przemysł energochłonny:

Głównym potencjalnym skutkiem wdrożenia zrewidowanej dyrektywy IED w branżach przemysłowych będą **bardzo wysokie koszty dostosowania norm emisji zanieczyszczeń do najbardziej restrykcyjnych norm ELV w ramach dostępnych dla krajowych organów widełek**, jeśli analiza ich wykonalności przeprowadzana przez operatorów okaże się pozytywna i nie będzie też uzasadnienia dla skorzystania z odstępstw przewidzianych w dyrektywie.

Dla przykładu, wg ekspertów ambitne wdrożenie najbardziej restrykcyjnych norm emisji w sektorach produkcji stali i cementu, a także w dużych zakładach spalania, mogłoby konkretnie oznaczać, że sektor stalowy będzie musiał zainstalować filtry workowe na wszystkich liniach, aby osiągnąć niższą wartość $<1-15 \text{ mg/Nm}^3$ dla pyłu i kosztownego mokrego odsiarczania FGD lub regeneracyjnego procesu z węglem aktywnym w celu zmniejszenia emisji SOx poniżej 100 mg/Nm^3 oraz wtórnych kontroli SCR deNOx w celu osiągnięcia poziomów NOx poniżej 120 mg/Nm^3 ³⁶.

W przypadku zakładów koksowniczych może to oznaczać obowiązek wymagania mokrego odsiarczania utleniającego w celu osiągnięcia poziomów resztkowego siarkowodoru poniżej 10 mg/Nm^3 , osiągnięcia poziomów SOx poniżej 200 mg/Nm^3 (zamiast 500), czy pyłu na poziomie 1 mg/Nm^3 (zamiast 20 mg/Nm^3) i wymuszenia wtórnej modernizacji deNOx w celu osiągnięcia poziomów poniżej 350 mg/Nm^3 ³⁷.

Z kolei zakłady cementowe będą musiały zapewnić modernizację procesów i wdrożenie SNCR/SCR (odpowiednio Selective Non-Catalytic Reduction i Selective Catalytic Reduction), aby osiągnąć $<200 \text{ mg/Nm}^3$ zamiast poziomów do 500 mg/Nm^3 dla NOx. Normy dla SO₂

³⁶ European Environmental Bureau: “Revised Industrial Emissions Directive and Regulation Establishing the Industrial Emissions Portal: outcomes and opportunities”, str. 6, kwiecień 2024.

³⁷ Ibidem.

ulegną także dużemu zmniejszeniu (<50 mg/Nm³ zamiast do 400 mg/Nm³), a w mniejszym stopniu również dla pyłu (<10 zamiast 20 mg/Nm³)³⁸.

W przypadku dużych instalacji spalania paliw, w przypadku spalania gazu istniejące turbiny gazowe muszą spełniać wymogi dotyczące emisji NO_x na poziomie 10–15 mg/Nm³ (od 50 mg/Nm³), natomiast kotły gazowe muszą spełniać wymogi dotyczące emisji 50 mg/m³ (od 100 mg/Nm³). Z kolei turbiny wykorzystujące olej napędowy jako paliwo będą musiały zapewnić 35 mg/Nm³ (od 60 mg/Nm³), natomiast kotły wykorzystujące olej napędowy lub ciężki olej opałowy (HFO) będą musiały zapewnić 2 mg/Nm³ (od 20 mg/Nm³). Większość tych redukcji dla NO_x będzie wiązać się z dodatkowymi inwestycjami w technologie SCR, które mogą osiągnąć niższe limity emisji.

Z kolei emisje pyłu z węgla/paliw stałych powinny zmierzać w kierunku 2 mg/Nm³ (z 8-14 mg/Nm³), emisje SO₂ powinny wynieść 20 mg/Nm³ (ze 180 mg/Nm³), a emisje NO_x do 85 mg/Nm³ (ze 175 mg/Nm³).

³⁸ Ibidem, str. 7.

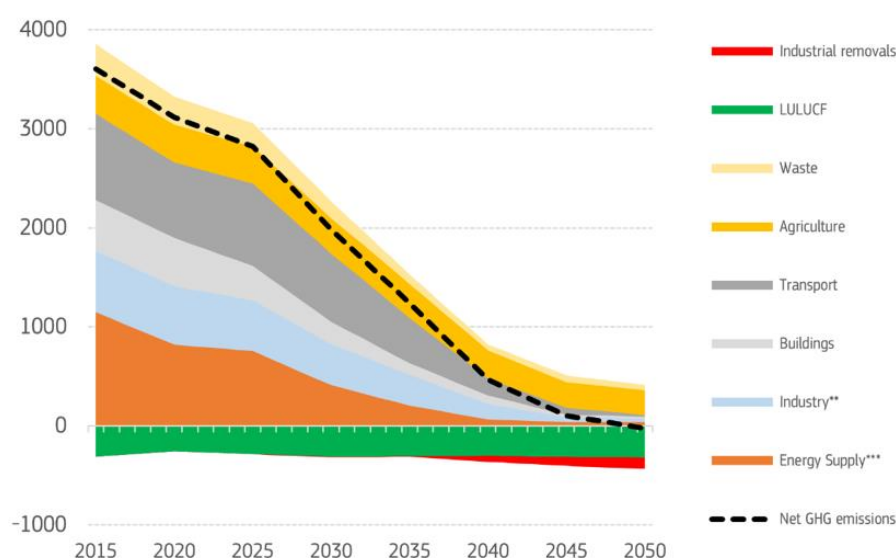
Podsumowanie i wnioski

1. Podsumowanie analizy wpływu KE w zakresie celu 90% redukcji emisji dla przemysłu

W pierwszym punkcie analizy, omówiono wpływ celu 90% redukcji emisji CO₂ do 2040 r. na branżę przemysłową – na podstawie analiz przedstawionych przez Komisję Europejską.

Ocena wpływu jest sporządzona na poziomie całej UE i **nie zawiera konkretnych analiz na poziomie państw członkowskich.**

Wykres 1. Historyczne i prognozowane emisje gazów cieplarnianych w okresie 2015-2050 w podziale na sektory gospodarki UE (w mln ton ekw. CO₂).



Źródło: Analiza modelu PRIMES Komisji Europejskiej³⁹.

Z powyższych prognoz redukcji emisji CO₂ w poszczególnych sektorach gospodarki KE wynika, że do 2040 r. sektor elektroenergetyczny ma zostać praktycznie zdekarbonizowany, a do 2050 r. mają dołączyć pozostałe sektory, w tym przemysłowe (oznaczone kolorem niebieskim), z wyjątkiem rolnictwa. Emisje pozostające w gospodarce UE w 2050 r. są neutralizowane przez zalesianie (LULUCF), wychwytywanie i magazynowanie lub recykling CO₂ oraz wychwytywanie CO₂ z powietrza.

Głównym założeniem analizy wpływu jest **całkowicie zdekarbonizowana w ujęciu emisji netto elektroenergetyka już w perspektywie 2040 r.** W scenariuszu 90% redukcji emisji CO₂ do 2040 r. Bruksela pokazuje nawet negatywne emisje tego sektora w ujęciu netto (-10 mln ton CO₂). Te emisje, które nadal będą występować będą zneutralizowane przez nowe instalacje o negatywnej emisji netto jak technologie wychwytywania i magazynowania CO₂ w instalacjach biomasowych (tzw. *BECCS – Bioenergy with Carbon Capture and Storage*) i z powietrza (ang. *Direct Air Carbon Capture and Storage – DACCS*).

Dominującą technologią produkcji energii elektrycznej w 2040 r. mają być OZE – w 2040 r. aż 85% generacji w Unii. W 2050 r. ma to być już 90%.

³⁹ https://climate.ec.europa.eu/eu-action/climate-strategies-targets/2040-climate-target_en.

Drastyczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną jest związany przede wszystkim z zakładaną elektryfikacją innych branż jak przemysł, transport, czy ciepłownictwo. W 2040 r. produkcja energii elektrycznej sięga ponad 5000 TWh, by w 2050 r. dojść do prawie 7000 TWh. Dla porównania w 2022 r. produkcja energii elektrycznej w UE wyniosła ok. 2800 TWh. Energetyka jądrowa w 2040 r. ma odpowiadać tylko za ok. 10% produkcji energii, a w 2050 r. produkcja z energetyki jądrowej spada już do ok. 7%.

Po 2040 r. z paliw kopalnych zostaje w miksie energetycznym UE tylko gaz ziemny z kilkuprocentowym udziałem, a instalacje węglowe zostają w całości odstawione.

Ciekawym zagadnieniem wynikającym z oceny wpływu KE są podane prognozowane ścieżki cen energii elektrycznej. **Hurtowe ceny energii dla przemysłu praktycznie stoją w miejscu w okresie 2030-2050 - na poziomie ok. 130 EUR/MWh (w EUR'23)**. Zjawisko to nie jest szerzej wyjaśnione w dokumentach, a wcześniejsze analizy Komisji zakładały istotny spadek cen hurtowych w czasie w związku z przejściem na wyznaczanie cen energii przez instalacje OZE nieponoszące kosztów zmiennych.

Utrzymanie się cen energii w długim terminie na stosunkowo wysokim poziomie może być efektem założenia istotnego zastosowania technologii CCS zarówno w instalacjach gazowych jak i w biomasowych, których łączne koszty wytwarzania energii kształtują się na podobnym poziomie do założonych cen energii dla przemysłu.

Jeśli chodzi o spodziewane ceny uprawnień do emisji CO₂ w perspektywie 2050 r., to Komisja Europejska unika takiego bezpośredniego oszacowania w ocenie wpływu. Przedstawia jednak **prognozowane koszty krańcowe redukcji emisji CO₂ w systemie EU ETS**, które mogą posłużyć jako odniesienie do wymaganych cen CO₂, które urynkowią niezbędne do osiągnięcia celów redukcyjnych nowe technologie.

Tabela 1. Wartości CO₂ nałożone na emisje w energetyce i przemyśle w zależności od scenariusza.

EUR/tCO ₂ -eq	2040				2050
	S1	S2	S3	LIFE	
Energy and industry CO ₂ (PRIMES model) and non-CO ₂ covered by the ETS (GAINS model)	160	240	290	250	470

Źródło: Ocena wpływu celu redukcji emisji CO₂ na 2040 r. Komisji Europejskiej⁴⁰.

KE zaznacza w analizach, że „wartości CO₂” wymienione powyżej są używane wyłącznie jako czynniki modelowania i nie stanowią prognozy możliwej przyszłej ewolucji cen uprawnień o emisji CO₂. Wyrażone wartości odpowiadają krańcowym kosztom redukcji na tonę ekwiwalentu CO₂.

Jeśli jednak przełożyć wymienione w Tabeli 1 wartości CO₂ na ceny uprawnień do emisji, to **w 2040 r. powinny one wynosić ok. 290 EUR/tCO₂, a w 2050 r. aż 470 EUR/tCO₂**. Oznaczałoby to astronomiczny wzrost w porównaniu do obecnego poziomu.

Komisja Europejska nie wskazała w ocenie wpływu celu 90% na 2040 r. rozwiązania potencjalnego problemu braku uprawnień do emisji w związku z wyczerpaniem puli w systemie EU ETS ok. 2040 r. W samej ocenie wpływu KE ogólnie zwraca uwagę na fakt, że

⁴⁰ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 2, str. 43: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:6c154426-c5a6-11ee-95d9-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_2&format=PDF.

„jeśli obecna LRF⁴¹ nie zostanie zmieniona po 2030 r., pula w ramach ETS1 osiągnie prawie zero w 2040 r.

Powstaje zatem kluczowe pytanie o spójność prezentowanych założeń w ocenie wpływu Komisji Europejskiej, mając na uwadze fakt, że **sektory przemysłowe mają nadal emitować CO2 w 2040 r., natomiast nie jest jasne skąd zdobędą niezbędne do umorzenia w tym czasie uprawnienia.**

Komisja zakłada potencjalne zmiany w podaży uprawnień do emisji wynikające np. z włączenia w przyszłości nowych sektorów, czy włączenia lotów opuszczających UE. Urzędnicy podkreślają także, że dodatkowa podaż uprawnień może zostać stworzona przez ich wygenerowanie w efekcie zastosowania technologii zmagazynowania CO₂, czy tych generujących negatywne emisje jak BECCS i DACCS.

Tym niemniej, **należy się spodziewać, że jeśli w 2040 r. nadal będzie dostępna podaż uprawnień do emisji CO₂ na rynku pierwotnym w EU ETS, to będzie ona marginalna.**

Scenariusz S3 (rekomendowany w analizach KE) zakłada **masowy rozwój technologii wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS), oraz wychwytywania i utylizacji dwutlenku węgla (CCU) w przemyśle**, który pozwala uniknąć aż ok. 137 mln ton emisji⁴² rocznie w tych branżach już w 2040 r. W ramach dokumentów przedstawionych przez KE w lutym 2024 r. obok propozycji celu 90% redukcji emisji, znalazł się także Komunikat⁴³ - „W kierunku ambitnego przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla w UE” dedykowany rozwojowi tych technologii.

Choć ostatnio pojawiło się sporo projektów przemysłowych w technologiach CCS/CCU, które są także wspierane ze środków UE w postaci Funduszu Innowacyjnego w ramach EU ETS – w tym jeden polski projekt w Cementowni Kujawy – to **na dziś nie ma żadnego operacyjnego projektu w bloku i istnieje szereg niepewności związanych z ich komercjalizacją w przyszłości.** Jest to związane przede wszystkim z niepewnością wokół rozwoju infrastruktury przesyłowej CO₂ i składowisk na obszarach morskich.

Ponadto, w S3 założono **w 2040 r. 75 mln ton CO₂⁴⁴ negatywnych emisji w przemyśle** w związku zakładanym rozwojem nowych technologii BECCS i DACSS (tzw. industrial removals). Jak już wskazano wcześniej, są to **technologie obecnie praktycznie nieistniejące, będące obecnie na etapie demonstracji kilku pilotaży.**

Niezbędne roczne nakłady inwestycyjne w przemyśle związane z realizacją scenariusza S3 są oszacowane przez KE w następujący sposób: **48 mld EUR rocznie w okresie 2031-2040 oraz 22 mld EUR rocznie w okresie 2041-2050⁴⁵.**

Jeśli chodzi o zużywaną w przemyśle energię, to KE zakłada istotną elektryfikację branż przemysłowych i wygaszenie z czasem wykorzystania gazu ziemnego oraz płynnych paliw

⁴¹ Ang. Linear Reduction Factor – Krzywa spadku puli uprawnień do emisji CO₂.

⁴² COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 39.

⁴³ KOMUNIKAT KOMISJI DO PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO, RADY, EUROPEJSKIEGO KOMITETU EKONOMICZNO-SPOŁECZNEGO I KOMITETU REGIONÓW - W kierunku ambitnego przemysłowego zarządzania emisjami dwutlenku węgla w UE, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:52024DC0062>.

⁴⁴ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 39.

⁴⁵ COMMISSION STAFF WORKING DOCUMENT IMPACT ASSESSMENT REPORT - Część 1: str. 57.

kopalnych i węgla. Ich miejsce ma zająć wodór, bioenergia (biomasa, biopaliwa, biogaz, biometan), e-gazy i e-paliwa.

W przypadku emisji CO₂ związanych ze zużyciem energii, w perspektywie 2050 r. praktycznie wszystkie branże, poza m.in. rafineriami, mają już nie emitować CO₂ netto w scenariuszu S3.

Podobnie wyglądają założenia Brukseli w przypadku emisji procesowych. Do 2050 r. branża chemiczna ma generować negatywne emisje, a dodatkowo w ujęciu netto generuje branża mineralna.

Bardzo niskie emisje procesowe netto branż przemysłowych wynikają m.in. z ambitnych założeń KE w zakresie komercjalizacji i szerokiego zastosowania technologii wychwytu i magazynowania lub recyklingu CO₂, zwłaszcza w branżach produktów mineralnych i chemicznej.

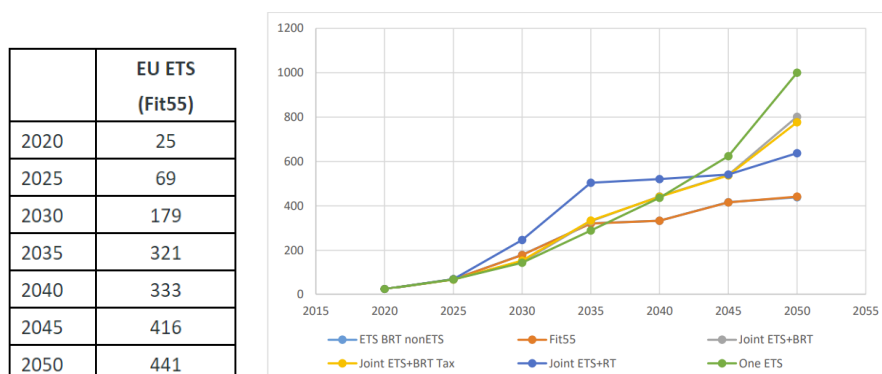
2. Podsumowanie wpływu pakietu „Gotowi na 55” na przemysł

2.1 Dyrektywa EU ETS

Nowy cel redukcji emisji dla sektorów EU ETS zaostrożony z 43% do 62% wpłynie przede wszystkim na znaczne obniżenie podaży uprawnień na rynku EU ETS, która w związku z kontynuacją liniowego spadku unijnej puli pozwoleń po 2030 r. może się skończyć już w 2039 r.

Dla branż energochłonnych głównym odczuwalnym efektem tej zmiany będzie **znacznie wyższa od obecnych cena uprawnień do emisji CO₂ na rynku EU ETS**. Aktualne ceny uprawnień na rynku spot na giełdzie EEX wynoszą ok. 63 EUR/t CO₂⁴⁶. Tymczasem, zgodnie z najnowszymi analizami Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (dalej: KOBIZE), prognozy krańcowych kosztów redukcji emisji CO₂ w perspektywie długoterminowej, z uwzględnieniem nowych celów redukcyjnych pakietu „Gotowi na 55”, przedstawiają się następująco:

Tabela 2. Prognozowany krańcowy koszty redukcji emisji CO₂ w systemie EU ETS1 przez KOBIZE (w EUR/tCO₂) – kolor pomarańczowy na wykresie liniowym.



Źródło: https://climatecake.ios.edu.pl/wp-content/uploads/2023/03/CAKE_VIIIEW_Changing-the-scope-of-the-EU-Emissions-Trading-System.pdf, str. 45.

⁴⁶ Notowania EEX spot z 6 listopada br.

Podsumowując, **obecne ceny uprawnień do emisji CO2 mogą ulegnąć prawie 3-krotnemu wzrostowi – z 63 EUR/tCO2 obecnie do 179 EUR/tCO2 w perspektywie do 2030 r., tj. w zaledwie sześć lat.**

Nowe cele redukcyjne do 2030 r. **mogą także skutkować spadkiem darmowych przydziałów uprawnień do emisji wydawanych branżom energochłonnym** na podstawie wskaźników produktowych, jeśli okaże się, że liczba bezpłatnej alokacji w ramach wskaźników będzie zbyt wysoka w stosunku do całkowitej dostępności puli uprawnień w systemie EU ETS.

2.2 Rozporządzenie CBAM

Stopniowe odejście od darmowych alokacji uprawnień do emisji CO2 przeprowadzane równoległe do wprowadzania mechanizmu CBAM – w połączeniu z omówionym wcześniej trendem spodziewanego znacznego wzrostu ich cen w EU ETS – **będzie zwiększać koszty operacyjne branż energochłonnych, zwłaszcza po 2028 r., kiedy przydziały dla sektorów objętych CBAM zaczną skokowo spadać prowadząc do ich ostatecznego wyeliminowania w 2034 r.**

Jednocześnie, obecnie nie jest jasne, w jakim stopniu mechanizm CBAM okaże się skuteczny w ochronie konkurencyjności tych branż, mając na uwadze **rosnący sprzeciw globalnych partnerów UE wobec jego wprowadzenia i zastosowania w stosunku do importowanych do UE towarów, na czele z USA, Chinami, czy Indiami.** Wybory prezydenckie w Stanach Zjednoczonych, które zakończyły się zwycięstwem Donalda Trumpa, najprawdopodobniej spotęgują niechęć Waszyngtonu do respektowania CBAMu. Z kolei Chiny są jednym z kilku krajów, które wyraziły już formalnie obawy w ramach Światowej Organizacji Handlu (WTO) dotyczące stosowania mechanizmu CBAM.

Dodatkowo, **CBAM nie uwzględnia ochrony eksportu europejskiego przemysłu energochłonnego w formie rabatów eksportowych**, o co nieskutecznie zabiegały unijne branże w czasie negocjacji. **Bez ulg eksportowych CBAM powoduje ryzyko podważenia celów klimatycznych UE i pogorszenia konkurencyjności producentów z UE na rynkach zagranicznych.**

Środki mające na celu wsparcie energochłonnych gałęzi przemysłu, które mogą podlegać ucieczce emisji, będą również poddawane przeglądowi w świetle środków polityki klimatycznej realizowanych w innych głównych gospodarkach. W tym kontekście **Komisja Europejska rozważy również, czy środki dotyczące rekompensat kosztów pośrednich dla branż unijnych w ramach systemu EU ETS powinny zostać dodatkowo zmodyfikowane.**

Jeśli KE uzna, że CBAM działa adekwatnie, to **w przyszłości można się spodziewać kolejnych propozycji w zakresie ograniczenia i/lub docelowego wyeliminowania rekompensat dla unijnych branż z tytułu kosztów pozyskiwania energii.** Zgodnie z obecną dyrektywą EU ETS, do 25% (lub więcej jeśli jest to uzasadnione) wszystkich przychodów z aukcji krajowej puli uprawnień do emisji CO2 w ramach EU ETS, państwa członkowskie mogą przeznaczyć na tego typu rekompensaty, które stosowane są m.in. w Polsce.

Pojawiają się także wątpliwości dotyczące oceny w zakresie równomiernych obciążeń klimatycznych ze strony partnerów UE, mając na uwadze fakt, że **system handlu uprawnieniami funkcjonuje jedynie w niewielkiej części państw spoza UE, a tam gdzie działa ceny uprawnień do emisji CO2 są znacznie niższe niż w Europie.**

2.3 Mechanizmy kompensacyjne w ramach EU ETS

Dodatkowe środki dla branż przemysłowych wynikające z ustanowienia, a następnie ze zwiększenia rozmiaru w kolejnej rewizji dyrektywy EU ETS Funduszu Modernizacyjnego i Innowacyjnego, są pozytywnym elementem rozwiązań legislacyjnych dla procesu transformacji energetycznej przemysłu. Tym niemniej, należy podkreślić, że **o środki z Funduszu Modernizacyjnego w Polsce konkuruje wiele projektów o różnej skali oraz szereg branż**, na czele z sektorem energetycznym. Część programów jest z kolei skierowana do gospodarstw domowych lub samorządów.

W Polsce, NFOŚiGW stworzył ok. 30 programów priorytetowych operacjonalizujących FM, z **których tylko kilka jest dostępnych dla dużego przemysłu energochłonnego** - Kogeneracja dla Energetyki i Przemysłu, Przemysł energochłonny – OZE, Przemysł energochłonny - poprawa efektywności energetycznej.

W przypadku Funduszu Innowacyjnego, dostępność środków dla krajowych sektorów energochłonnych jest jeszcze bardziej ograniczona z uwagi na bariery w rozwoju technologii oraz wysokie koszty nowych innowacyjnych rozwiązań.

Skala obciążeń związanych z rosnącymi kosztami uprawnień do emisji CO₂ oraz stałym zmniejszaniem wielkości bezpłatnych przydziałów, w połączeniu z ograniczaniem listy sektorów uprawnionych do rekompensat, jest **niewspółmierna do dostępnych środków w ramach mechanizmów kompensacyjnych** i omówionych wyżej funduszy.

2.4 Dyrektywa OZE

Przekładając cel UE w zakresie udziału OZE w zużyciu energii finalnej na oczekiwaną kontrybucję Polski – Polska powinna osiągnąć co najmniej 32% do 2030 r. – na co wskazała KE w rekomendacjach do polskiego projektu Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (dalej: KPEiK) – przekazanego Brukseli w wersji bazowej (tzw. scenariusz WEM – *ang. with existing measures*). Można zakładać, że ostateczny polski KPEiK będzie zawierał udział OZE zgodny z oczekiwaną kontrybucją ze strony KE, biorąc pod uwagę fakt, że obecnie konsultowany projekt KPEiK w scenariuszu ambitnym (WAM – *ang. with additional measures*) zawiera cel 32,5% dla Polski do 2030 r.

Taka kontrybucja będzie oznaczała **konieczność znacznego zwiększenia zużycia OZE także w przemyśle, zarówno po stronie instalacji wytwarzających energię elektryczną jak i w zakresie zużycia wodoru pozyskiwanego z paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego.**

Dodatkowo, jako odbiorcy energii, **branże przemysłowe poniosą wyższe koszty systemu wsparcia rozwoju instalacji opartych na źródłach odnawialnych w ramach opłaty OZE wypłacanej wytwórcom**, kiedy rynkowe ceny energii będą niższe od cen ustalonych w dwustronnych kontraktach różnicowych pozyskiwanych na aukcjach OZE.

Dyrektywa OZE wpłynie także na **przyspieszenie procedur pozwoleńowych dla inwestycji w OZE i infrastrukturę towarzyszącą realizowanych przez branże przemysłowe w Polsce**, z uwzględnieniem inwestycji w rozwój sieci magazyny energii.

Dla polskich elektrociepłowni przemysłowych **utrudnieniem będzie ograniczenie możliwości zużycia biomasy na cele energetyczne**, co może być szczególnym wyzwaniem, gdyż w tym segmencie ekonomiczne kosztowo alternatywy dla gazu ziemnego są ograniczone. Nowa dyrektywa OZE wprowadza bowiem **ograniczenia dla wytwarzania energii i ciepła z biomasy poprzez zaostrożone kryteria zrównoważoności dla tego paliwa**.

Systemy wsparcia dla energii produkowanej z biomasy mają być zaprojektowane w taki sposób, aby uniknąć korzystania z niezrównoważonych środowiskowo sposobów jej wykorzystania oraz osłabienia konkurencyjności sektora drzewnego. W tym kontekście **prawodawcy ustalili tzw. zasadę kaskadowania z listą priorytetowych kierunków wykorzystania biomasy drzewnej, wg której bioenergia występuje prawie na samym końcu**. Państwa członkowskie mogą odstąpić od tej zasady tylko w ograniczonych przypadkach – jeśli m.in. udowodnią, że jest to konieczne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

Kolejnym wyzwaniem będą **rosnące wymagania wykorzystania OZE w elektrociepłowniach** w związku ze zmianą definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.

2.5 Dyrektywa IED

Głównym potencjalnym skutkiem wdrożenia zrewidowanej dyrektywy IED w branżach przemysłowych będą **bardzo wysokie koszty dostosowania norm emisji zanieczyszczeń do najbardziej restrykcyjnych norm ELV w ramach dostępnych dla krajowych organów widełek** – jeśli analiza ich wykonalności przeprowadzana przez operatorów okaże się pozytywna i nie będzie też uzasadnienia dla skorzystania z odstępstw przewidzianych w dyrektywie.

Dla przykładu, wg ekspertów ambitne wdrożenie najbardziej restrykcyjnych norm emisji w sektorach produkcji stali i cementu, a także w dużych zakładach spalania, mogłoby konkretnie oznaczać, że sektor stalowy będzie musiał zainstalować filtry workowe na wszystkich liniach, aby osiągnąć niższą wartość $<1-15 \text{ mg/Nm}^3$ dla pyłu i kosztownego mokrego odsiarczania FGD lub regeneracyjnego procesu z węglem aktywnym w celu zmniejszenia emisji SOx poniżej 100 mg/Nm^3 oraz wtórnych kontroli SCR deNOx w celu osiągnięcia poziomów NOx poniżej 120 mg/Nm^3 ⁴⁷.

W przypadku zakładów koksowniczych może to oznaczać obowiązek wymagania mokrego odsiarczania utleniającego w celu osiągnięcia poziomów resztkowego siarkowodoru poniżej 10 mg/Nm^3 , osiągnięcia poziomów SOx poniżej 200 mg/Nm^3 (zamiast 500), czy pyłu na poziomie 1 mg/Nm^3 (zamiast 20 mg/Nm^3) i wymuszenia wtórnej modernizacji deNOx w celu osiągnięcia poziomów poniżej 350 mg/Nm^3 ⁴⁸.

Z kolei zakłady cementowe będą musiały zapewnić modernizację procesów i wdrożenie SNCR/SCR (odpowiednio Selective Non-Catalytic Reduction i Selective Catalytic Reduction), aby osiągnąć $<200 \text{ mg/Nm}^3$ zamiast poziomów do 500 mg/Nm^3 dla NOx. Zmniejszenie norm

⁴⁷ European Environmental Bureau: “Revised Industrial Emissions Directive and Regulation Establishing the Industrial Emissions Portal: outcomes and opportunities”, str. 6, kwiecień 2024.

⁴⁸ Ibidem.

SO₂ będzie również konieczne (<50 mg/Nm³ zamiast do 400 mg/Nm³), a w mniejszym stopniu także dla pyłu (<10 zamiast 20 mg/Nm³)⁴⁹.

Dla dużych instalacji spalania paliw, w przypadku spalania gazu istniejące turbiny gazowe muszą spełniać wymogi dotyczące emisji NO_x na poziomie 10–15 mg/Nm³ (od 50 mg/Nm³), natomiast kotły gazowe muszą spełniać wymogi dotyczące emisji 50 mg/m³ (od 100 mg/Nm³). Z kolei turbiny wykorzystujące olej napędowy jako paliwo będą musiały zapewnić 35 mg/Nm³ (od 60 mg/Nm³), natomiast kotły wykorzystujące olej napędowy lub ciężki olej opałowy (HFO) będą musiały zapewnić 2 mg/Nm³ (od 20 mg/Nm³). Większość tych redukcji dla NO_x będzie wiązać się z dodatkowymi inwestycjami w technologie SCR, które mogą osiągnąć niższe limity emisji.

⁴⁹ Ibidem, str. 7.