



Polski  
Instytut  
Ekonomiczny

CZERWIEC 2024

WARSZAWA

ISBN 978-83-67575-91-1

# Czas na polski CCS?

Szanse i wyzwania wychwytu  
i składowania CO<sub>2</sub> w polskim przemyśle

Cytowanie: Miniszewski, M., Pilszyk, M. (2024), *Czas na polski CCS? Szanse i wyzwania wychwytu i składowania CO<sub>2</sub> w polskim przemyśle*, Polski Instytut Ekonomiczny, Warszawa.

Warszawa, czerwiec 2024 r.

Autorzy: Maciej Miniszewski, Marcelina Pilszyk

Redakcja merytoryczna: Kamil Lipiński, Paweł Śliwowski

Redakcja: Jakub Nowak, Małgorzata Wieteska

Projekt graficzny: Anna Olczak

Skład i łamanie: Tomasz Gałązka

Polski Instytut Ekonomiczny

Al. Jerozolimskie 87

02-001 Warszawa

© Copyright by Polski Instytut Ekonomiczny

ISBN 978-83-67575-91-1

# Spis treści

Kluczowe liczby . . . . .	4
Kluczowe wnioski . . . . .	5
Wprowadzenie . . . . .	6
Kierunki rozwoju regulacji CCS w UE . . . . .	7
Możliwości rozwoju CCS w Polsce . . . . .	10
Poziom emisji zakładów przemysłowych w Polsce . . . . .	10
Ogłoszone lub planowane projekty CCS w Polsce . . . . .	12
Projekty CCS w Unii Europejskiej . . . . .	14
Możliwości składowania CO <sub>2</sub> w Polsce . . . . .	17
Koszty i korzyści potencjalnej redukcji CO <sub>2</sub> w Polsce wynikające z zastosowania CCS w przemyśle . . . . .	20
Potencjalne redukcje emisji możliwe dzięki instalacjom CCS i CCUS . . . . .	20
Potencjalne korzyści ekonomiczne dzięki implementacji technologii CCS . . . . .	22
Wyzwania i koszty CCS . . . . .	23
Podsumowanie . . . . .	25
Bibliografia . . . . .	27
Spis map, ramek, tabel i wykresów . . . . .	29

# Kluczowe liczby

**15,5 mld t CO<sub>2</sub>**

wynosi całkowity maksymalny potencjał składowania CO<sub>2</sub> w Polsce

**331,5 mln t CO<sub>2</sub>**

wyniosły całkowite emisje CO<sub>2</sub> w Polsce w 2021 r.

**2 projekty**

CCS w Polsce już funkcjonują: w Borzęcinie od 1996 r. i w Kaniowie od 2004 r.

**8 nowych lokalizacji**

dla instalacji CCS wskazują międzynarodowe organizacje na podstawie planów i zapowiedzi spółek

**64,2-96,5 mln t CO<sub>2</sub> rocznie**

mogłyby wychwytywać łącznie wszystkie 10 instalacji CCS (2 istniejące, 8 analizowanych), co stanowi ok. 19-29 proc. polskiej emisji gazów cieplarnianych w 2021 r.

**18,8 mln t**

wyniosła wielkość emisji z procesów przemysłowych w Polsce w 2021 r.

**14,1 mld EUR**

mogą łącznie zaoszczędzić polskie przedsiębiorstwa do 2030 r. na kosztach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w scenariuszu budowy wszystkich planowanych instalacji CCS

**45**

wynosi liczba planowanych projektów CCS na terenie UE o łącznej potencjalnej wielkości wychwyty 180 mln t CO<sub>2</sub> rocznie

**392**

wynosi liczba projektów CCS na świecie w 2023 r. o potencjalnej łącznej możliwości wychwyty 361 mln t CO<sub>2</sub> rocznie

**41**

wynosi liczba działających projektów CCS na świecie

# Kluczowe wnioski

- **Całkowity potencjał składowania CO<sub>2</sub> w Polsce wynosi 12 813-15 612 mln t, co umożliwia składowanie emisji z procesów przemysłowych przez około 830 lat, a emisji z elektrowni i elektrociepłowni przez około 100 lat**, przy założeniu pełnego wychwytu CO<sub>2</sub>. Główne struktury geologiczne odpowiednie do tego celu to głębokie solankowe poziomy wodonośne, wyeksploatowane złoża ropy i gazu oraz głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla zawierające metan. Najbardziej ekonomicznym wariantem składowania w Polsce są głębokie solankowe poziomy wodonośne, które stanowią około 93 proc. polskiego potencjału składowania CO<sub>2</sub>, z kosztami składowania 2-5 EUR/t.
- Polska planuje rozwój projektów CCS (Carbon Capture and Storage), które mają potencjał znaczącej redukcji emisji CO<sub>2</sub>. Planowane lokalizacje obejmują Gdańsk, Szczecin, Płock, Radom, Konin, Piotrków Trybunalski, Opole i Górażdże. **Instalacje te mogłyby wychwytywać do 96,5 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, co stanowiłoby 19-29 proc. krajowej emisji gazów cieplarnianych w 2021 roku**, przyczyniając się do znacznej redukcji emisji w sektorach energochłonnych oraz poprawy konkurencyjności polskich przedsiębiorstw na arenie międzynarodowej.
- **Redukcja emisji CO<sub>2</sub> o 96,5 mln t rocznie mogłaby zaoszczędzić polskim przedsiębiorstwom do 14,1 mld EUR kosztów związanych z zakupem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> rocznie do 2030 r.** Dodatkowo może to zwiększyć konkurencyjność polskich firm na arenie międzynarodowej oraz wspierać unijne cele redukcji emisji gazów cieplarnianych.
- Budowa instalacji do wychwytu CO<sub>2</sub> jest opłacalna ekonomicznie przy wysokich cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. **Obecnie prognozy wskazują, że większość planowanych projektów CCS w Polsce może być opłacalna przy cenach na poziomie 90-140 EUR/t**, z wyjątkiem Projektu CCS Radom, który mógłby być zrealizowany w niższych kosztach (40-90 EUR/t). Jednakże nie należy wykluczać, że kwoty te ulegną zmianie w związku z rozwojem technologii, zmianami legislacyjnymi oraz warunkami geologicznymi. Niepewność związana z cenami certyfikatów EU ETS może wymagać nowych form wsparcia publicznego. Możliwą formą takiego wsparcia byłyby kontrakty na transakcje różnicowe dotyczące emitowanego dwutlenku węgla (dla określonej ceny EU ETS), które mogłyby zwiększyć atrakcyjność inwestycji w CCS dla instytucji finansowych.

# Wprowadzenie

**CCS, czyli technologia wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, umożliwia redukcję emisji CO<sub>2</sub> z energetyki i przemysłu, wykorzystującego paliwa kopalne. Instytucje międzynarodowe zakładają przyspieszony rozwój tych technologii w kolejnych latach, szczególnie w obliczu rosnących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, które stanowią coraz wyższe koszty dla branży energochłonnej.**

Unia Europejska podjęła działania legislacyjne, co umożliwi rozwój CCS. To szansa również dla Polski, która jest jednym z największych emitentów w Unii i w której potencjał wykorzystania technologii CCS jest relatywnie wysoki.

Celem tego raportu jest przedstawienie korzyści potencjalnej redukcji CO<sub>2</sub> wynikającej z zastosowania CCS w przemyśle. Poddaliśmy analizie obowiązującą legislację, funkcjonowanie obecnych projektów CCS oraz warunki techniczne dla potencjalnego zwiększenia możliwości składowania dwutlenku węgla w Polsce.

W raporcie przedstawiliśmy najpierw kierunki rozwoju legislacji UE związane z CCS. Następnie opisaliśmy możliwości rozwoju technologii CCS na podstawie prognoz międzynarodowych instytucji i wskazaliśmy na emisyjność polskich zakładów przemysłowych. W dalszej części podsumowaliśmy badania dotyczące geologicznych warunków możliwości składowania CO<sub>2</sub> w Polsce. Dla zobrażenia rynku wychwytu dwutlenku węgla w Europie przedstawiliśmy istniejące instalacje w UE i prognozy na kolejne lata. Na koniec obliczyliśmy potencjalne korzyści środowiskowe i ekonomiczne płynące z wykorzystania technologii CCS w Polsce.

# Kierunki rozwoju regulacji CCS w UE

**Unia Europejska wypracowała szereg polityk wspierających wychwyt i składowanie dwutlenku węgla, jego wykorzystanie oraz związane z nimi potrzeby infrastrukturalne.** Od 2009 r. składowanie geologiczne CO<sub>2</sub> reguluje Dyrektywa CCS (www11), jednocześnie **głównym dokumentem prawnoregulacyjnym dla technologii CCS jest Dyrektywa ETS** (www12). Określa ona strukturalne i finansowe ramy wspierające integrację technologii CCS w unijnym systemie zarządzania emisjami poprzez stymulowanie innowacji, regulację praktyk monitorowania i raportowania oraz definiowanie zasad transportu i składowania CO<sub>2</sub> (Mikusek, 2022). Projekty transportu CO<sub>2</sub> uzyskują wsparcie w ramach zaktualizowanej regulacji sieci transeuropejskich TEN-E. Od 2009 r. państwa członkowskie systematycznie wdrażają przepisy związane z CCS poprzez implementację dyrektywy CCS i prowadzenie badań nad możliwościami wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>. **Polska zaimplementowała dyrektywę CCS 27.09.2013 nowelizacją ustawy Prawo geologiczne i górnicze** (www13). 16 czerwca 2023 r. Sejm uchwalił zmianę wskazanej ustawy. „Nowelizacja Prawa geologicznego i górniczego zakłada m.in. wprowadzenie kategorii złoża strategicznego, które ze względu na jego znaczenie dla gospodarki lub bezpieczeństwa kraju podlegać będzie szczególnej ochronie prawnej” (www17).

W 2018 r. rewizja dyrektywy RED (RED II) podkreśliła znaczenie technologii CCS w dekarbonizacji gospodarki, między innymi poprzez promowanie paliw odnawialnych pochodzenia niebiologicznego, w tym paliw produkowanych z wychwyconego CO<sub>2</sub>. Następnie w grudniu 2021 r. Komisja Europejska przyjęła komunikat *Zrównoważony obieg węgla (Sustainable Carbon Cycles)*, w którym sprecyzowała, w jaki sposób UE zamierza zwiększyć pochłanianie dwutlenku węgla z atmosfery. W opublikowanym komunikacie przedstawiono ogólnounijne działania mające na celu zwiększenie skali inicjatyw w zakresie rolnictwa węglowego, a także rozwiązania przemysłowe w celu zrównoważonego wychwytywania, składowania i wykorzystania dwutlenku węgla.

W 2022 r. Komisja Europejska przedstawiła projekt dobrowolnego ramowego systemu certyfikacji pochłaniania CO<sub>2</sub> w UE, tzw. *Carbon Removal Certification Framework*. W marcu 2023 r. KE zaproponowała *Net Zero Industry Act*, którego celem jest wzmocnienie produkcji unijnej w zakresie technologii niezbędnych do osiągnięcia celu dekarbonizacji. W dokumencie **zaproponowano wyznaczenie unijnego celu dotyczącego zdolności składowania CO<sub>2</sub> na poziomie co najmniej 50 mln t rocznie i nałożenie na unijnych producentów ropy i gazu obowiązku przyczynienia się do osiągnięcia tego celu.**

## Ramka 1. Rynek uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> a opłacalność CCS

Wykres 1. Ceny uprawnień EUA (EU ETS) osiągnięte na aukcjach w latach 2012-2024



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych EEX.

W latach 2021-2023 cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> wyraźnie rosta (średnia w 2023 r. była o 54 proc. wyższa niż w 2021 r.). W styczniu 2023 r. cena uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na aukcjach EEX po raz pierwszy przekroczyła wartość 90 EUR/t. Po trzyletnim okresie wzrostu, ze względu na zwiększoną podaż uprawnień na rynku oraz zmniejszony popyt spowodowany spadkiem zużycia energii z paliw kopalnych, ceny uprawnień spadły do 50 EUR/t. Jednym z czynników wpływających na zwiększoną podaż było wprowadzenie na rynek około 27 mln dodatkowych uprawnień z *Market Stability Reserve* (MSR) w celu finansowania planu REPowerEU oraz rozszerzenie systemu EU ETS o sektor morski. Eksperci szacują, że spadek cen emisji nie będzie długoterminowy. Do 2025 r. ceny powinny wrócić do poziomu 70 EUR/t, a w perspektywie 2030 r. wrosnąć nawet do 120 EUR/t (KOBIZE, 2024).

Przy obecnych cenach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 70 EUR/t, stosowanie technologii CCS nadal jest nieopłacalne ekonomicznie. Koszt CCS waha się w zależności od technologii od 25 EUR/t do 110 EUR/t wychwyconego CO<sub>2</sub> bez kosztów transportu i magazynowania (www1).



W świetle wskazanych polityk oraz regulacji można zauważyć coraz większe zainteresowanie projektami CCS w Unii Europejskiej. **Na całym świecie zidentyfikowano 186 kluczowych przedsiębiorstw prowadzących działalność w sektorze wychwyty dwutlenku węgla, z czego 24 proc. stanowią podmioty europejskie lub firmy działające w ramach europejskich spółek zależnych.** W ostatnich latach obserwuje się wzrost zainteresowania projektami CCS. Do 2023 r. w UE wydano łącznie siedem pozwoleń na poszukiwanie miejsc do składowania CO<sub>2</sub> oraz dwa pozwolenia na jego składowanie. **Jedynym krajem w UE, który wydał nowe pozwolenia na składowanie CO<sub>2</sub> w latach 2019-2023, była Holandia.** Dwa pozwolenia wydano w 2021 i 2022 r. w ramach projektu Porthos, zakładającego magazynowanie CO<sub>2</sub> w wyczerpanym złożu gazu na Morzu Północnym (KE, 2023). Jednocześnie – według danych KE – jest planowane złożenie do 2028 r. ponad 10 wniosków o pozwolenie na składowanie na terenie UE. W Polsce obecnie nie zgłoszono żadnych wniosków o udzielenie koncesji na podziemne składowanie dwutlenku węgla i nie funkcjonuje żaden podmiot posiadający koncesję na przesyłanie lub składowanie dwutlenku węgla (www2).

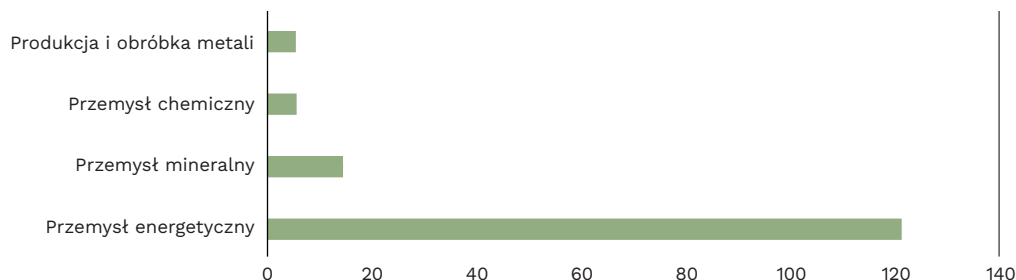
Polska planuje rozwijanie projektów CCS. W marcu 2023 r. podpisano plan współpracy transgranicznej w obszarze CCS między Polską a Litwą. Jego celem jest umożliwienie realizacji transgranicznych projektów komercyjnych CCS, takich jak projekt ECO2CEE (www3), który polega na utworzeniu terminala eksportowo-importowego CO<sub>2</sub> wraz z infrastrukturą przesyłową CO<sub>2</sub> w Polsce w celu dekarbonizacji m.in. zakładów przemysłowych grup Orlen i Lafarge. Projekt uzyskał status projektu wspólnego zainteresowania (*Project of Common Interest*, PCI). Współpracę w tym zakresie prowadzą Polski Koncern Naftowy ORLEN SA, AB ORLEN Lietuva, Air Liquide Polska Sp. z o.o. oraz Lafarge Cement SA (www4).

# Możliwości rozwoju CCS w Polsce

## Poziom emisji zakładów przemysłowych w Polsce

**Całkowite emisje CO<sub>2</sub> w Polsce w 2021 r. wyniosły 331,5 mln t.** Spośród nich emisje CO<sub>2</sub> wynikające ze spalania paliw wyniosły 306,2 mln t, z czego przemysł energetyczny odpowiadał za 159,5 mln t (51,5 proc. całkowitych emisji), a wytwórczy i budownictwo – 29,8 mln t (9 proc. całkowitych emisji). Emisje z procesów przemysłowych wyniosły natomiast 18,8 mln t, co stanowiło 6 proc. całkowitych emisji w Polsce w 2021 r. Produkcja cementu stanowiła 39 proc., wapna 7,7 proc., szkła 3,3 proc., branża chemiczna 24,1 proc., przemysł metaliczny 11 proc., a produkty nieenergetyczne 1,8 proc. ogólnej emisji z procesów przemysłowych (www5).

**Wykres 2. Polskie zakłady przemysłowe emitujące powyżej 100 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie w 2022 r. w podziale na sektory (w mln t CO<sub>2</sub>)**



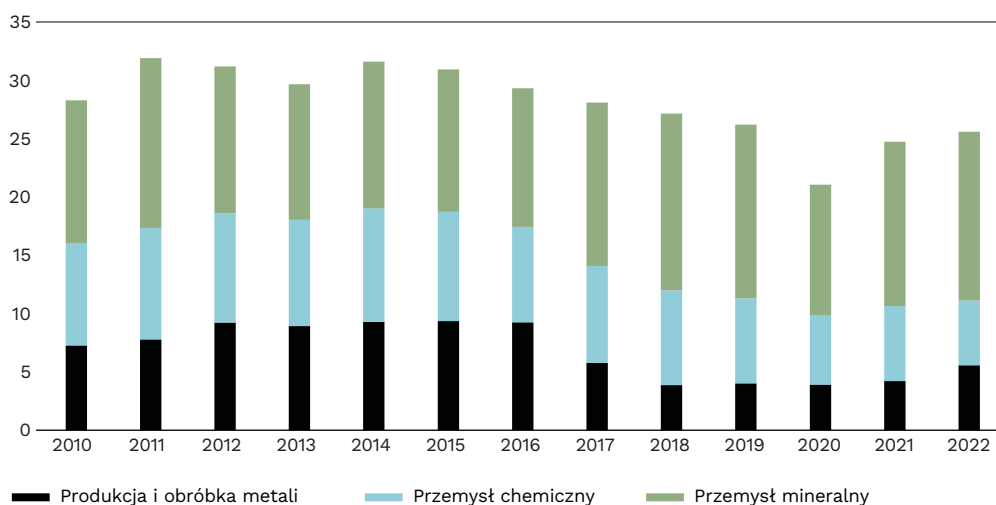
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych E-PRTR (www6).

Według danych Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (E-PRTR) **w Polsce w 2022 r. funkcjonowały 92 zakłady przemysłowe emitujące powyżej 100 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie.** Wśród największych emitentów dominował przemysł energetyczny, reprezentowany przez 58 zakładów (łączna emisja 121,4 mln t CO<sub>2</sub> rocznie). Istotnymi emitentami były zakłady

przemysłu mineralnego<sup>1</sup> (20 zakładów, 14,5 mln t CO<sub>2</sub>), 6 zakładów z przemysłu chemicznego (5,6 mln t CO<sub>2</sub>) oraz 8 zakładów z branży produkcji i obróbki metalu (5,4 mln t CO<sub>2</sub>). **Łącznie najwięksi polscy emitenci przemysłowi wyemitowali w 2021 r. 146,8 mln t CO<sub>2</sub>.** W ramach przemysłu energetycznego za prawie 60 proc. emisji CO<sub>2</sub> w tej branży odpowiadały 4 największe zakłady, tj. Elektrownia Bełchatów, Elektrownia Kozienice, Elektrownia Turów i Elektrownia Opole.

**Emisje w zakładach przemysłowych emitujących powyżej 100 tys. t CO<sub>2</sub> w Polsce, należących do sektorów produkcji i obróbki metalu, przemysłu chemicznego oraz przemysłu mineralnego, w latach 2010-2022 spadły o 9,5 proc.** Sektor chemiczny odnotował największy spadek (o 36,7 proc.), podczas gdy sektor produkcji i obróbki metalu zanotował redukcję o 23,4 proc. W przemyśle mineralnym emisje zwiększyły się o 18,3 proc. Jednocześnie liczba firm w tych sektorach pozostała na podobnym poziomie – liczba zakładów w sektorze chemicznym zmniejszyła się o 1, w przemyśle mineralnym zwiększyła się o 1, zaś w sektorze produkcji i obróbki metalu pozostała bez zmian.

**Wykres 3. Emisje polskich zakładów przemysłowych powyżej 100 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie w podziale na sektory w latach 2010-2022 (w mln t CO<sub>2</sub>)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych E-PRTR.

<sup>1</sup> Przemysł mineralny obejmuje: instalacje do produkcji klinkieru cementowego w piecach obrotowych, wapna w piecach obrotowych, klinkieru cementowego lub wapna w innych piecach, azbestu, wytwarzania szkła, w tym włókna szklanego oraz wytwarzania produktów na bazie azbestu, instalacje do wytwarzania produktów ceramicznych przez wypalanie, w tym dachówek, cegieł, cegieł ogniotrwałych, płytek, wyrobów kamionkowych lub porcelany.

W spółkach kontrolujących zakłady należące do największych emitentów przemysłowych, z branży produkcji i obróbki metali, przemysłu chemicznego i przemysłu mineralnego, w 2022 r. było zatrudnionych ponad 107 tys. osób.

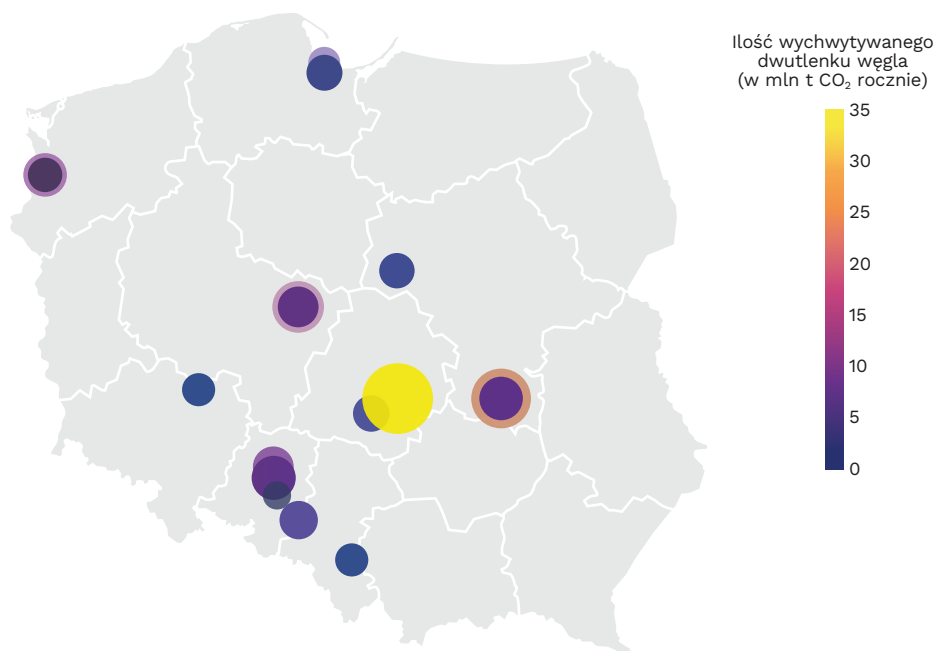
## Ogłoszone lub planowane projekty CCS w Polsce

Międzynarodowa Agencja Energetyczna prognozuje dla Polski powstanie instalacji CCS o możliwości wychwytu 2 mln t CO<sub>2</sub> rocznie po 2028 r. Branże, w których ta technologia byłaby wykorzystana to cementowa (1 mln t CO<sub>2</sub>) i chemiczna (1 mln t CO<sub>2</sub>). Możliwości realizacji projektów CCS w Polsce są jednak wyraźnie większe.

Nawet 8 nowych potencjalnych lokalizacji dla inwestycji CCS w Polsce wskazują międzynarodowe i krajowe organizacje, w tym [Global CCS Institute](#) (www14), [The CCUS Hub](#) (www15) i [PIG](#) (Państwowy Instytut Geologiczny, www16), na podstawie planów i zapowiedzi spółek. Do tej pory w Polsce funkcjonują dwie instalacje CCS: w Borzęcinie od 1996 r. przy oczyszczaniu gazu ziemnego i projekt badawczy w Kaniowie od 2004 r. **Łączna możliwość wychwytu obu instalacji CCS wynosi obecnie jedynie 1800 t CO<sub>2</sub> rocznie.** Wśród proponowanych lokalizacji znajdują się natomiast instalacje w Gdańsku (woj. pomorskie), Szczecinie (woj. zachodniopomorskie), Płocku i Radomiu (woj. mazowieckie), Koninie (woj. wielkopolskie), Piotrkowie Trybunalskim (woj. łódzkie) oraz Opolu i Górażdżach (woj. opolskie). **Największe instalacje CCS pod kątem ilości wychwytywanego dwutlenku węgla byłyby obecne w sektorze wytwarzania energii elektrycznej** (34,2 mln t CO<sub>2</sub> w Piotrkowie Trybunalskim, 17,9 mln t CO<sub>2</sub> w Radomiu, 11,8 mln t CO<sub>2</sub> w Koninie i 7 mln t CO<sub>2</sub> w Opolu). Technologia ta jest również rozpatrywana szczególnie przez inne branże energochłonne: cementową, nawozową oraz żelaza i stali.

Według szacunków The CCUS Hub, **potencjalnie najtańszy wychwyty CO<sub>2</sub> mógłby być zapewniony w Radomiu (40-90 EUR/t)**, co stanowi wyraźny impuls do działania przy wysokich kosztach uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EU ETS). Pozostałe lokalizacje mogą być nieopłacalne ekonomicznie, szczególnie instalacja w Gdańsku, której koszty wychwyty CO<sub>2</sub> mogłyby przekraczać nawet 140 EUR/t. Z drugiej strony według prognoz wzrostu cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, technologia CCS mogłaby być optymalna ekonomicznie przed 2030 r. również w Gdańsku.

## Mapa 1. Potencjalne lokalizacje instalacji CCUS w Polsce



Uwaga: kolor i rozmiar znacznika zależą od ilości wychwytywanego dwutlenku węgla.

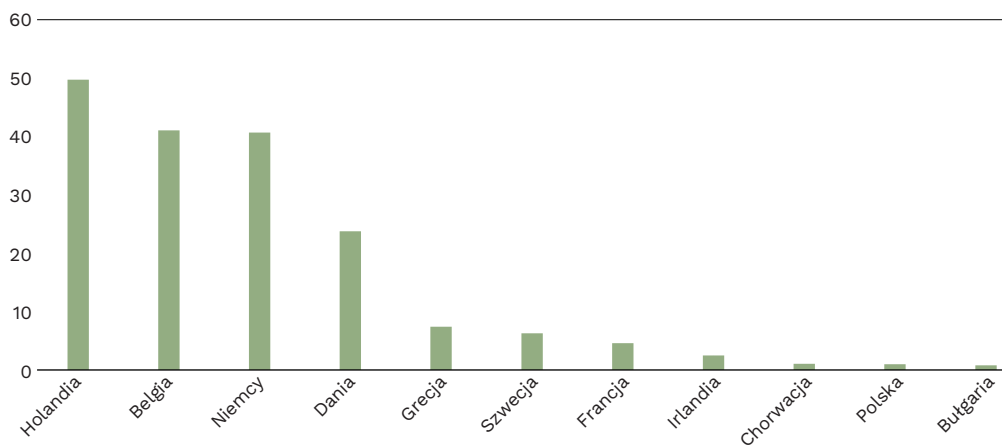
Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych PGI, Global CCS Institute i The CCUS Hub.

# Projekty CCS w Unii Europejskiej

W 2023 r. na świecie istniało 392 projektów CCS o łącznej możliwości wychwytu 361 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, w tym 41 już funkcjonujących, 26 w trakcie budowy, 121 w końcowym stadium oraz 204 w początkowej fazie. W samej Unii Europejskiej według danych Global CCS Institute w 2023 r. istniało 45 projektów CCS we wczesnej lub końcowej fazie, o łącznej maksymalnej wielkości wychwytu ponad 180 mln t rocznie (Global CCS Institute, 2024).

Według danych Global CCS Institute już w 2025 r. w UE będą funkcjonować instalacje o możliwości wychwytu prawie 65 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, a do 2030 r. liczba ta może zwiększyć się do 115 mln t CO<sub>2</sub>. Najwięcej projektów CCS ma powstać w Danii do 2030 r. – planowo 10 projektów o łącznej wielkości wychwytu 23,8 mln t. Największe projekty mają powstać w Niemczech – 3 o łącznej wielkości wychwytu 40,7 mln t.

Wykres 4. Wielkość wychwytu CO<sub>2</sub> w planowanych i realizowanych projektach CCS w UE (w mln t CO<sub>2</sub>)



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych Global CCS Institute.

### **Ramka 2. Case study: Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge**

Wspólne przedsięwzięcie ORLEN, Lafarge Cement SA i Air Liquide Polska obejmuje inwestycję o wartości szacowanej na 250 mln EUR. Projekt jest częścią EU CCS Interconnector, zaliczonego do unijnych projektów PCI, mających na celu stworzenie europejskiego systemu transportu CO<sub>2</sub>. Planuje się budowę multimodalnego terminalu importowo-eksportowego ciekłego CO<sub>2</sub> w Porcie Gdańsk, z infrastrukturą do transportu i składowania w basenie Morza Północnego. Wychwycone CO<sub>2</sub> będzie transportowane koleją do Gdańska, a stamtąd do miejsc składowania na Morzu Północnym.

Według planów w latach 2027-2030 ORLEN będzie dysponować potencjałem zagospodarowania lub sekwestracji 3 mln t CO<sub>2</sub> rocznie. Około 1 mln t CO<sub>2</sub> zostanie wykorzystane przez ORLEN do sekwestracji dwutlenku węgla z Zakładu Produkcyjnego w Płocku, podobna ilość zostanie wykorzystana przez Lafarge Cement SA, a pozostały 1 mln t będzie dostępny w ramach usług komercyjnych.

Projekt ten ma potencjał by stać się początkiem polskiego klastra CCS, w którym obok cementowni Lafarge na Kujawach mogą powstać inne instalacje przemysłowe z tego regionu. CO<sub>2</sub> będzie transportowane nie tylko do infrastruktury składowania na Morzu Północnym, takiej jak klastr Langskip/Northern Lights, ale także do składowisk na morzu i lądzie w Polsce północnej (www8).

### **Ramka 3. Case study: Yara Sluiskil CCS project**

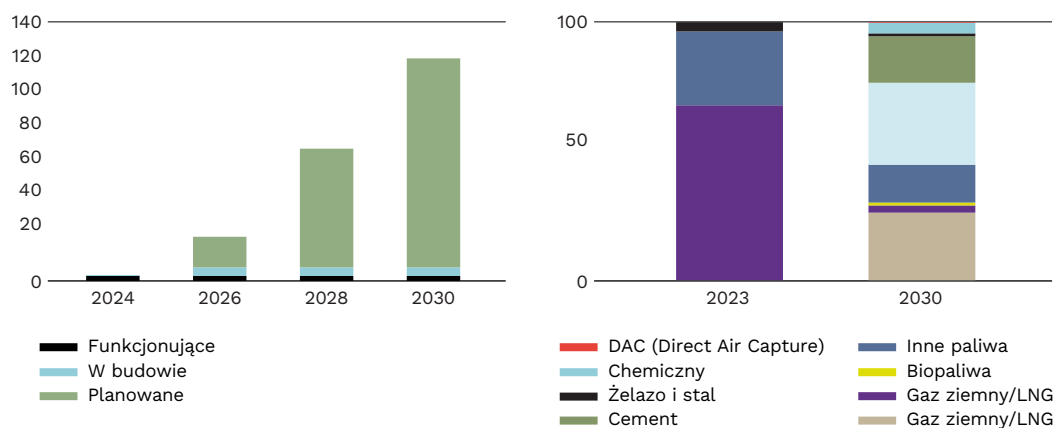
Yara International, wiodący globalny producent amoniaku, podpisał z Northern Lights – dostawcą transportu i składowania CO<sub>2</sub> – wiążącą umowę komercyjną, umożliwiającą pierwszy w historii międzynarodowy transport i składowanie dwutlenku węgla. Yara swoje roczne emisje CO<sub>2</sub> pochodzące z produkcji amoniaku w Yara Sluiskil zamierza zmniejszyć o 0,8 mln t. CO<sub>2</sub> zostanie skroplone i przetransportowane przez Northern Lights z Holandii do stałego składowania na norweskim szelfie kontynentalnym, 2600 m pod dnem morskim. Transport skroplonego CO<sub>2</sub> będzie realizowany przez Northern Lights z Holandii do Norwegii za pomocą specjalnie przystosowanych statków i rurociągów. Skroplony CO<sub>2</sub> początkowo będzie przechowywany w zbiornikach na lądzie w Norwegii, a następnie wprowadzany do zbiornika podmorskiego poprzez rurociąg, gdzie będzie bezpiecznie i trwale składowany 2600 m pod dnem morskim. Projekt ma zacząć działać już w 2025 r. i być kontynuowany przez 15 lat, zapewniając stabilną i długoterminową redukcję emisji CO<sub>2</sub> z zakładu produkcyjnego Yara Sluiskil (www9).

Prognozy Międzynarodowej Agencji Energetycznej (MAE) w przypadku rozwoju technologii CCS w Europie są zniżone do projekcji Global CCS Institute, jednak zakładają powolniejsze tempo wzrostu technologii do 2028 r.

Według MAE do 2026 r. funkcjonujące i planowane projekty CCS mają mieć możliwość wychwytu blisko 25 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, do 2028 r. prawie 72 mln t CO<sub>2</sub>, a do 2030 r. powyżej 120 mln t CO<sub>2</sub>.

Obecne instalacje obsługują głównie przetwarzanie gazu ziemnego, w tym w postaci LNG (67,9 proc.) i innych paliw kopalnych (28,6 proc.), jednak do 2030 r. technologia CCS w znacznym stopniu wspomogę redukcje emisji w sektorze energetyki i ciepłownictwa (38,3 proc.), wodoru i amoniaku (31,6 proc.) oraz cementu (21,7 proc.).

**Wykres 5. Obecne i planowane projekty CCS w Europie według statusu (w mln t CO<sub>2</sub> rocznie) i struktura według sektora (w proc.)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie danych MAE.



# Możliwości składowania CO<sub>2</sub> w Polsce

**Całkowity potencjał składowania CO<sub>2</sub> w Polsce zgodnie z badaniem Państwowego Instytutu Geologicznego można oszacować na 12 813-15 612 mln t** (Wójcicki, Nagy, Lubaś i in., 2013). Zgodnie z szacunkami Kobize w 2021 r. (KOBIZE, 2023) emisje z procesów przemysłowych wyniosły 18,8 mln t rocznie. Przy założeniu sekwestracji całkowitej wielkości rocznych emisji z procesów przemysłowych i maksymalnym wykorzystaniu potencjału składowania możliwe będzie składowanie CO<sub>2</sub> przez około 830 lat. **Przy założeniu wychwytu całkowitej wielkości rocznych emisji z polskich elektrowni i elektrociepłowni przedstawiony potencjał składowania wystarczy na 100 lat, będzie to jednak wymagać istotnych inwestycji w rozwój infrastruktury i technologii CCS w Polsce.**

**Naturalne składowiska CO<sub>2</sub> w strukturach geologicznych są bezpieczną i trwałą formą składowania CO<sub>2</sub>.** Dowodem może być fakt, że dwutlenek węgla jest obecny w złożach lub naturalnych składowiskach, które istnieją od milionów lat, podobnie jak złoża ropy naftowej i gazu ziemnego. Niżej omawiamy najbardziej odpowiednie struktury geologiczne odpowiednie do tego celu:

- **głębokie solankowe poziomy wodonośne** (głębokość powyżej 800-1000 m) – stanowią największy znany obecnie potencjał sekwestracyjny CO<sub>2</sub> i stanowią około 93 proc. polskiego potencjału. Potencjalne składowiska występują w rejonach Betchatowa, Warszawy, Wielkopolski, Kujaw, Lubelszczyzny, okolic Szczecina, okolic Łeby, Polskiej Wyłącznej Strefy Ekonomicznej na Morzu Bałtyckim, masywów Karpat oraz w rejonie zapadliska przedkarpackiego. Struktury te mają duży potencjał składowania, który sięga nawet setek milionów ton CO<sub>2</sub> dla pojedynczych struktur. **Potencjał składowania CO<sub>2</sub> w tego typu składowiskach oszacowano w granicach 12 009-14 495 mln t;**
- **wyekspluataowane całkowicie lub częściowo złoża ropy i gazu** – głównie szcerpane złoża gazu. Pojemności składowania CO<sub>2</sub> w tego typu złożach w Polsce wynoszą od kilku do kilkudziesięciu milionów ton, z kilkoma złożami gazu o pojemnościach powyżej 50 mln t CO<sub>2</sub>. W Polsce brakuje złoża na tyle dużego, aby pomieścić emisje największych elektrowni czy zakładów przemysłowych, jednak emisje z mniejszych zakładów przemysłowych oraz pojedynczych bloków elektrowni mogą być składowane. Największe potencjały składowania CO<sub>2</sub> można znaleźć w rejonie Karpat oraz zapadliska przedkarpackiego oraz na zachodzie Polski;

- **głębokie, nieeksploatowane pokłady węgla, zawierające metan** – znajdują się głównie na obszarze górnośląskiego zagłębia węglowego. Obecnie nie ma przyjętych jednolitych kryteriów typowania miejsc składowania CO<sub>2</sub> w pokładach węgla. Generalnie wybiera się pokłady węgla, które zawierają dostatecznie dużą ilość metanu, ponieważ jego wydobycie przy jednoczesnym załoczeniu CO<sub>2</sub> jest ekonomicznie uzasadnione. Jednocześnie brane pod uwagę pokłady węgla jako nadające się do składowania CO<sub>2</sub> powinny zalegać głębiej niż te, które są lub mogą być eksploatowane w przyszłości. Powyższe kryteria w znaczny sposób ograniczają ilość potencjalnych pokładów węgla nadających się do składowania CO<sub>2</sub>. **Potencjał magazynowania CO<sub>2</sub> dla pokładów węgla można szacować na 20-100 mln t.**

**Koszty składowania CO<sub>2</sub> stanowią 10-15 proc. całkowitego łańcucha CCS i wynoszą 1-20 EUR/t CO<sub>2</sub>.** Na końcowy koszt wpływ ma wielkość składowiska (im większe składowisko tym niższy koszt jednostkowy), opłaty i podatki za składowanie (zależnie od zapisów prawnych obowiązujących w danym kraju) oraz wybrany wariant składowania. Najniższe koszty składowania przypadają dla szcerpanych złóż węglowodorów oraz poziomów solankowych na lądzie. Niższe koszty składowania częściej odpowiadają składowiskom na lądzie niż na morzu (PIG, 2021).

Najniższy koszt przypada dla szcerpanych złóż węglowodorów ze względu na wykorzystanie technologii CO<sub>2</sub>-EOR (*Enhanced Oil Recovery*) lub CO<sub>2</sub>-ECB-MR (*Enhanced Coal Bed Methane Recovery*), które polegają na wykorzystaniu dwutlenku węgla do zwiększenia wydobycia surowca ze złóż. W uproszczeniu metoda ta polega na wprowadzeniu dwutlenku węgla do złoża ropy lub węgla pod odpowiednim ciśnieniem i temperaturą, co w przypadku ropy naftowej powoduje rozpuszczanie ropy uwężnionej w porach skał, zmniejsza jej lepkość oraz zwiększa ciśnienie i umożliwia efektywne wydobycie (www7). W przypadku wydobycia węgla, CO<sub>2</sub> po wprowadzeniu do złoża adsorbuje się na powierzchni węgla, konkuruje z metanem i uwalnia go związanego w strukturze węgla (Wójcicki, 2009). Po zakończeniu procesu CO<sub>2</sub> może pozostać zmagazynowane w złożu. Technologia ta jest stosowana na skalę przemysłową głównie w USA, w Polsce nie jest wykorzystywana ze względu na niski potencjał składowania (PIG, 2017).

Optymalnym wariantem składowania CO<sub>2</sub> w Polsce ze względu na niski koszt i duży potencjał składowania mają **głębokie solankowe poziomy wodonośne**. Potencjał składowania poziomów solankowych w Polsce jest o około 14 razy większy od struktur naftowych i około 145 razy większy od potencjału magazynowania CO<sub>2</sub> dla pokładów węgla. **Średni koszt składowania dla struktur solankowych waha się w przedziale 2-5 EUR/t CO<sub>2</sub>** (czterokrotnie mniej niż dla złóż ropy na morzu) dla projektów demonstracyjnych (PIG, 2022).

Tabela 1. Koszty składowania CO<sub>2</sub> w zależności od wariantu składowania

Wariant składowania	Ilość zatłoczonego CO <sub>2</sub> (w mln t)	Koszt składowania (w EUR/t CO <sub>2</sub> )
Poziomy solankowe na lądzie	150	2-5
Złoże gazu na lądzie	75	3-6
Złoże ropy na lądzie	30	4-8
Złoże ropy na morzu	10	8-20
Nieeksploatowane pokłady węgla	-	2-6

Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie: PIG (2022).

# Koszty i korzyści potencjalnej redukcji CO<sub>2</sub> w Polsce wynikające z zastosowania CCS w przemyśle

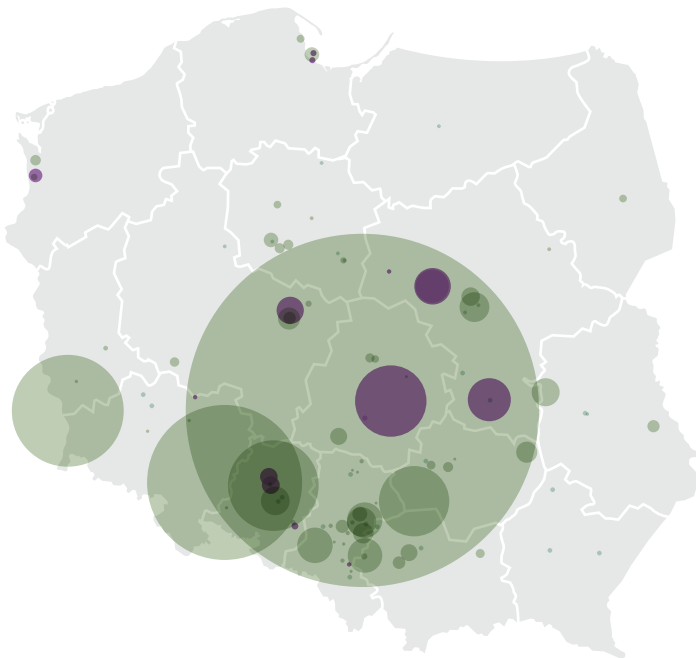
## Potencjalne redukcje emisji możliwe dzięki instalacjom CCS i CCUS

**Instalacje wychwyty CO<sub>2</sub> powstają przy wysoce emisyjnych ośrodkach przemysłowych.** Koszty wychwyty różnią się w zależności od lokalizacji, co ma związek z kosztami infrastruktury koniecznej do odprowadzenia i składowania dwutlenku węgla. W obliczeniach potencjalnego wychwyty dwutlenku węgla uwzględnia się fakt, że **spośród 12 ogłoszonych projektów CCUS, 2 zostały już porzucone.** W Bełchatowie anulowano projekt CCS w 2013 r. o możliwości wychwyty 1,66 mln t CO<sub>2</sub> rocznie. W Kędzierzynie w 2011 r. zrezygnowano z projektu o możliwości wychwyty 3,21 mln t CO<sub>2</sub> rocznie. Dotychczasowe doświadczenia Polski z CCS wskazują, że technologia ta najlepiej sprawdza się jako uzupełnienie działań transformacyjnych w obszarach, w których alternatywne działania są utrudnione lub niemożliwe.

**W północnej Polsce planowane jest uruchomienie instalacji CCUS w 2027 r., w Szczecinie i Gdańsku.** W Szczecinie projekt GO4ECOPLANET ma wychwytywać 5-6,5 mln t CO<sub>2</sub>. Ma służyć szczególnie branży cementu i wapna, jednak dwa zakłady przemysłowe o największych emisjach CO<sub>2</sub> w okolicy to Elektrownia Pomorzany należąca do PGE i Zakłady Chemiczne „Police” Grupy Azoty. Łącznie oba ośrodki w 2022 r. emitowały 1,6 mln t CO<sub>2</sub>. W Gdańsku założeniem projektu ECO2CEE, realizowanego przez Orlen we współpracy z Lafarge Polska i Air Liquid, jest natomiast stworzenie kompleksowego łańcucha

dostaw od podmiotów wychwytyjących CO<sub>2</sub> w północno-centralnej części Polski po terminal morski w Gdańsku.

**Mapa 2. Instalacje CCS i ośrodki przemysłowe w Polsce emitujące powyżej 100 tys. t CO<sub>2</sub> rocznie**



Uwaga: rozmiar koła wyznacza ilość wychwytywanego CO<sub>2</sub> (instalacje CCS, kolor zielony) lub emisje CO<sub>2</sub> (ośrodki przemysłowe, kolor fioletowy)(w mln t CO<sub>2</sub> rocznie).

Źródło: opracowanie PIE na podstawie danych PIG, Global CCS Institute i The CCUS Hub.

Projekt CCS mógłby odpowiadać za wychwyt 1,5-3 mln t CO<sub>2</sub>, w tym głównie z elektrowni (1,3 mln t CO<sub>2</sub>) i rafinerii (0,2 mln t CO<sub>2</sub>). Dodatkowo z instalacji korzystałaby również branża cementowa. Wśród najczęściej emitujących zakładów w okolicach planowanych instalacji CCS są elektrociepłownie w Gdyni i Gdańsku (1,9 mln t CO<sub>2</sub> w 2022 r.).

**Największe projekty wychwytu dwutlenku węgla są planowane w centralnej Polsce. W Koninie ma powstać instalacja o możliwości wychwytu 6-13,5 mln t CO<sub>2</sub>, z czego 11,8 mln t CO<sub>2</sub> z elektrowni, 0,7 mln t CO<sub>2</sub> z zakładów cementowych i 0,6 mln t CO<sub>2</sub> z branży nawozowej. Największymi ośrodkami emitującymi są Elektrownia Pątnów I, Elektrownia Pątnów II i kopalnia węgla brunatnego „Konin”, które łącznie wyemitowały 3,9 mln t CO<sub>2</sub> w 2022 r. W Piotrkowie Trybunalskim możliwość wychwytu projektu CCS sięgnie**

**35–36 mln t CO<sub>2</sub>**, z czego głównie dla elektrowni (34–35 mln t CO<sub>2</sub> w Elektrowni Bełchatów), branży cementowej, żelaza i stali oraz wapna. **Instalacja CCS Radom/Skierniewice wychwyci 2,5–21,5 mln t CO<sub>2</sub>**, w większości z elektrowni (17,9 mln t CO<sub>2</sub>), ale również branży cementowej, nawozowej (2,8 mln t CO<sub>2</sub> z Zakładu Azotowego „Puławy” Grupy Azoty) oraz żelaza i stali. **W Płocku instalacja po 2030 r. mogłaby wychwytywać 1 mln t CO<sub>2</sub>**, szczególnie w branży chemicznej i rafineryjnej, jednak spośród najbardziej emitujących zakładów przemysłowych najbliższe znajdują się we Włocławku (ok. 0,9 mln t CO<sub>2</sub>) i w okolicach Warszawy (ok. 5 mln t CO<sub>2</sub>).

**Mimo największego zagęszczenia ośrodków przemysłowych na południu kraju, projekty CCS są tam nieliczne** – głównie ze względów na utrudnione możliwości transportu CO<sub>2</sub> do potencjalnego składowiska. **Od 1996 r. funkcjonuje CCS Borzęcin przy oczyszczaniu gazu ziemnego o wychwycie rzędu 1000 t CO<sub>2</sub>**, a od 2004 r. działa projekt badawczy RECOPOL w Kaniowie o możliwości wychwytu 800 t CO<sub>2</sub>. W okolicy znajdują się zakłady przemysłowe w Czechowicach-Dziedzicach, Bielsku-Białej czy Skawinie o emisjach ponad 1,6 mln t CO<sub>2</sub> w 2022 r. **Góraźdze Cement CCS Pilot Plant to instalacja, która ma rozpocząć działanie w 2025 r.** Pobliska Cementownia Góraźdze i Zakłady Wapiennicze Lhoist wyemitowały w 2022 r. 3,1 mln t CO<sub>2</sub>. **Największym projektem w Polsce południowej jest jednak CCS PGE Opole, który od 2025 r. ma wychwytywać 7,5–9,3 mln t CO<sub>2</sub>**, głównie z elektrowni (Elektrownia Opole firmy PGE wyemitowała w 2022 r. 9,1 mln t CO<sub>2</sub>) oraz branży cementowej (Cementownia „Odra” w Opolu wyemitowała 0,28 mln t CO<sub>2</sub> w 2022 r.) i wapiennej.

**Korzyści wynikające z implementacji CCS z jednej strony mają charakter środowiskowy, a z drugiej finansowy.** Według Global CCS Institute, The CCUS Hub i PGI, **potencjalne lokalizacje instalacji CCS umożliwiają wychwyt łącznie 64,2–96,5 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, czyli 19–29 proc. krajowej emisji gazów cieplarnianych w 2021 r.** (KOBIZE, 2023). Zakłady z branży chemicznej, produkcyjnej, mineralnej oraz energetycznej wyemitowały w 2022 r. 146,8 mln t CO<sub>2</sub> – według bazy Europejskiego Rejestru Uwalniania i Transferu Zanieczyszczeń (E-PRTR), który obejmuje zakłady emitujące ponad 100 tys. t CO<sub>2</sub> i spełniające określone kryteria dotyczące produkcji. **Zastosowanie technologii CCUS pomogłoby dużym zakładom branży chemicznej, produkcyjnej, mineralnej i energetycznej zredukować emisje o 66 proc., do ok. 50 mln t CO<sub>2</sub>.**

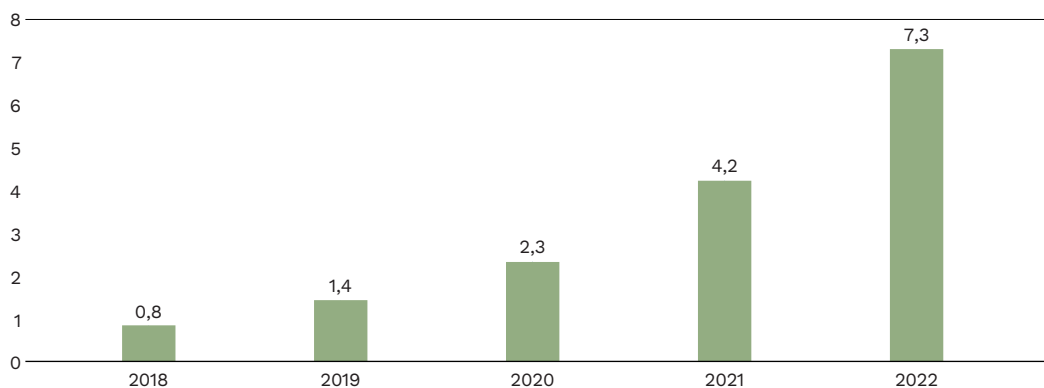
## Potencjalne korzyści ekonomiczne dzięki implementacji technologii CCS

**Zatrudnienie w analizowanych 34 przedsiębiorstwach z branży chemicznej, mineralnej oraz produkcyjnej wynosiło w 2022 r. ponad 107,3 tys. osób.** Firmy te wyemitowały 25,4 mln t CO<sub>2</sub>, czyli 17 proc. emisji wszystkich firm z bazy E-PRTR. Zakłady przemysłowe i przedsiębiorstwa z branż energochłonnych to z jednej strony istotni kluczowi emitenci, z drugiej zaś ważny element polskiej gospodarki, oferujący zatrudnienie setkom tysięcy osób.

Realizacja projektów CCS mogłaby zredukować emisje we wskazanych ośrodkach przemysłowych, co obniżyłoby koszty prowadzenia działalności w długim horyzoncie czasowym (prawdopodobnie po 2030 r.) i **zwiększyłoby konkurencyjność polskiego przemysłu na arenie międzynarodowej**. Jest to szczególnie istotne w obliczu narastającej w Unii Europejskiej presji dotyczącej zapewnienia zapotrzebowania na surowce krytyczne i komponenty niezbędne dla technologii niskoemisyjnych wewnątrz UE w celu ograniczenia zależności od dostawców spoza Europy.

**Łącznie realizacja wszystkich wskazanych projektów CCUS do 2030 r. pozwoliłaby na redukcję nawet 96,5 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, co oznacza, że polskie przedsiębiorstwa mogłyby zaoszczędzić na koszcie związanym z zakupem uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> ok. 6,1 mld EUR (bierzemy pod uwagę średnią cenę EU ETS w miesiącach styczeń-maj 2024 r. równą 64 EUR/t) lub nawet 14,1 mld EUR (przy szacowanych cenach w 2030 r. rzędu 146 EUR/t).** Warto zaznaczyć, że koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> stanowią coraz większe obciążenie dla polskich spółek energetycznych i branży energochłonnej. **W latach 2018-2022 sumaryczne koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w pięciu wybranych polskich spółkach energetycznych (PGE, Enea, Tauron, ZE PAK i Energa) wzrosły 8,6-krotnie – z 0,9 mld EUR do 7,3 mld EUR.**

**Wykres 6. Sumaryczne koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w polskich spółkach energetycznych (w mld EUR)**



Źródło: opracowanie własne PIE na podstawie sprawozdań spółek: PGE, Enea, Tauron, ZE PAK i Energa.

## Wyzwania i koszty CCS

Należy pamiętać, że budowa instalacji do wychwytu CO<sub>2</sub> jest opłacalna ekonomicznie przy wysokich cenach EU ETS. **Według obecnych projekcji jedynie projekt CCS Radom mógłby zostać zrealizowany przy kosztach rzędu 45-90 EUR/t, a pozostałe w większości w granicach 90-140 EUR/t.**

Koszty technologii CCS zależą od kilku kluczowych czynników. Im wyższe stężenie CO<sub>2</sub> w strumieniu gazu, tym niższy koszt jego wychwytywania. Koszty wychwytywania i transportu CO<sub>2</sub> rosną znacząco, gdy zdolność instalacji spada poniżej 250 tys. t rocznie, a infrastruktura rurociągową poniżej 500 tys. t rocznie. Koszty magazynowania są niższe w przypadku dobrze zbadanych, bliiskich, lądowych zasobów geologicznych z wysoką zdolnością wtryskową, które mogą wykorzystywać istniejącą infrastrukturę. W efekcie koszt CCS waha się między 20 USD/t CO<sub>2</sub> w najtańszych przypadkach, do ponad 120 USD/t (Global CCS Institute, 2021).

**Aby technologia CCS mogła się rozwijać w Unii Europejskiej, istnieje konieczność podniesienia ceny uprawnień ETS do poziomu, który umożliwi opłacalność CCS bez wsparcia rządowego.** Prawdopodobnie do 2030 r. cena ta będzie na tyle wysoka, by skłonić inwestorów do podejmowania działań. Niemniej jednak na drodze do sukcesu tej technologii stoją liczne przeszkody. Jedną z głównych barier jest niestabilność cen uprawnień ETS oraz brak efektywnego wsparcia rządowego dla dużych projektów CCS. Ponadto długotrwały proces uzyskiwania pozwoleń na składowanie CO<sub>2</sub> przyczynia się do opóźnień w realizacji projektów. Wysokie standardy ochrony środowiska morskiego dodatkowo utrudniają znalezienie odpowiednich miejsc do składowania CO<sub>2</sub>. Brak ulg podatkowych w większości krajów UE stanowi kolejną przeszkodę w rozwoju technologii CCS. Niemniej jednak, **niemiecki program kontraktów węglowych z różnicą cenową, wprowadzony w czerwcu 2023 r., oferuje pewne wsparcie finansowe, co stanowi pozytywny krok w dobrym kierunku.** Warto także zauważyć, że kraje spoza UE, m.in. USA, Kanada czy Malezja, już wdrożyły programy ulg podatkowych wspierające CCS, co stawia Unię Europejską w gorszej pozycji konkurencyjnej (www10).



# Podsumowanie

Technologia CCS w Europie zyskuje na popularności. Skokowo rośnie liczba projektów w fazie planowania i realizacji. Prognozy sugerują, że do 2030 r. instalacje CCS w UE mogą mieć zdolność wychwytu nawet 115 mln t CO<sub>2</sub> rocznie, co przyczyni się do znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych w trudno dekarbonizowalnych sektorach energetyki i przemysłu energochłonnego, w tym przede wszystkim produkcji cementu.

Niestety obecnie Polska, mimo znacznego potencjału, nie wykorzystuje w pełni możliwości rozwoju CCS, który wynika z występowania różnorodnych, korzystnych struktur geologicznych. Najistotniejszą rolę w magazynowaniu dwutlenku węgla powinny odgrywać korzystne kosztowo i stosunkowo liczne głębokie solankowe poziomy wodonośne. Ważnym uzupełnieniem tych struktur będzie wykorzystanie wyeksploatowanych złóż ropy i gazu oraz głębokich, nieeksploatowanych pokładów węgla. Szacuje się, że potencjał składowania CO<sub>2</sub> w Polsce wynosi 12 813-15 612 mln t. To olbrzymie zasoby, potencjalnie umożliwiające zatłoczenie ilości CO<sub>2</sub> równoważnych 100-letniej emisji polskich elektrowni i elektrociepłowni.

W Polsce potencjalne lokalizacje dla projektów CCS obejmują przede wszystkim regiony o rozwiniętym przemyśle ciężkim i dostępności odpowiednich struktur geologicznych. Region Śląska, ze względu na gęstość przemysłu stalowego, cementowego i chemicznego, jest jednym z kluczowych obszarów rozważanych do implementacji technologii CCS. Ponadto Pomorze Zachodnie, z istniejącymi wyeksploatowanymi złożami gazu i ropy oraz Wielkopolska, z głębokimi poziomami wodonośnymi, również oferują dogodne warunki do składowania CO<sub>2</sub>. Szacuje się, że w Polsce mogą powstać liczne projekty CCS, które będą kluczowe dla osiągnięcia celów klimatycznych i redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Z uwagi na specyfikę procesów produkcyjnych, technologia CCS powinna znaleźć szersze zastosowanie przede wszystkim w polskim przemyśle, a nie w sektorze energetycznym. Emisje przemysłowe są trudne do wyeliminowania ze względu na charakter samych procesów technologicznych. W przemyśle cementowym produkcja klinkieru generuje znaczne ilości CO<sub>2</sub> w wyniku reakcji chemicznych. W przemyśle stalowym procesy wytapiania stali w piecach hutniczych prowadzą do emisji dużych ilości dwutlenku węgla. Również w sektorze produkcji nawozów emisje CO<sub>2</sub> towarzyszą produkcji m.in. amoniaku. Zastosowanie technologii CCS w tych sektorach jest kluczowe dla osiągnięcia znaczącej redukcji emisji gazów cieplarnianych w przemyśle.

Realizacja projektów CCS w Polsce, choć daje szansę na szybszą dekarbonizację gospodarki, wiąże się jednak z poważnymi wyzwaniami technicznymi i ekonomicznymi. Koszty technologii CCS są uzależnione od wielu czynników, takich jak lokalizacja, infrastruktura oraz rodzaj i pojemność składowiska.

Nie bez znaczenia jest koszt finansowy inwestycji. Opłacalność większości takich projektów może wymagać utrzymywania się cen ETS na poziomie powyżej 90-140 EUR/t. Trudna do zaakceptowania przez inwestorów niepewność związana z cenami certyfikatów EU ETS może wymagać nowych form wsparcia publicznego. Możliwą formą takiego wsparcia byłyby kontrakty na transakcje różnicowe dotyczące emitowanego dwutlenku węgla (dla określonej ceny EU ETS), które mogą zwiększyć atrakcyjność inwestycji w CCS dla instytucji finansowych. Realizacja tych inwestycji, wciąż rzadkich w Polsce, może wiązać się z potencjalnym oporem radykalnych organizacji o profilu ekologicznym i ludności lokalnej, i wymagać dodatkowych działań w obszarze komunikacji społecznej i partycypacyjnego angażowania tej ludności w proces wyboru lokalizacji inwestycji.

Mimo tych wyzwań zastosowanie technologii CCS w Polsce ma potencjał i może przynieść istotne korzyści klimatyczne. Redukcja emisji gazów cieplarnianych w sektorach trudno dekarbonizowalnych to jednak nie tylko walka ze zmianami klimatu, ale także korzyści ekonomiczne. Rozwijając CCS możemy zmniejszać koszty uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, zwiększać konkurencyjność polskiego przemysłu na arenie międzynarodowej i budować w ten sposób zrównoważoną gospodarkę dla kolejnych pokoleń.

# Bibliografia

- Global CCS Institute (2021), *Technology readiness and costs of CCS*, Melbourne.
- Global CCS Institute (2024), *Global status of CCS 2023. Scaling up through 2030*, Melbourne.
- KE (2023), Sprawozdanie Komisji dla Parlamentu Europejskiego i Rady dotyczące wdrożenia dyrektywy 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, Bruksela.
- KOBIZE (2023), *Krajowy raport inwentaryzacyjny 2023. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988–2021*, Warszawa.
- KOBIZE (2024), *Raport z rynku CO<sub>2</sub> – styczeń*, Warszawa.
- Mikusek, P. (2022), *Regulacje prawne sekwestracji dwutlenku węgla jako bariera do dekarbonizacji krajowej gospodarki gazowej*, „Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny”, nr 2.
- PIG (2017), *Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS (2015–2017 r.) opracowanie końcowe z etapu I*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa
- PIG (2021), *Efekt rzeczowy z realizacji przedsięwzięcia z zakresu Państwowej Służby Geologicznej za okres: od 1 kwietnia 2015 r. do 31 grudnia 2020 r.*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
- PIG (2022), *Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS (Etap III)*, Państwowy Instytut Geologiczny, Warszawa.
- Wójcicki, A. (2009), *Potencjał geologicznego składowania CO<sub>2</sub> w głębokich, nieeksploatowanych pokładach węgla Górnośląskiego Zagłębia Węglowego*, „Przegląd Geologiczny”, vol. 57, nr 2.
- Wójcicki, A., Nagy, S., Lubaś, J. i in. (2013), *Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania*, Warszawa.
- (www1) <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019> [dostęp: 8.05.2024].
- (www2) [https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy\\_ccs\\_country\\_report\\_2023\\_poland\\_pl.pdf](https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_poland_pl.pdf) [dostęp: 9.05.2024].
- (www3) <https://www.energy.gov/sites/default/files/2023-08/8.%20ECO-2CEE%20PKN%20ORLEN.pdf> [dostęp: 9.05.2024].
- (www4) <https://www.orlen.pl/en/about-the-company/media/press-releases/2023/December-2023/ORLEN-EU-funding-secured-for-CO2-transshipment-terminal-> [dostęp: 9.05.2024].

- (www5) [https://cdr.eionet.europa.eu/pl/eu/mmr/art07\\_inventory/ghg\\_inventory/envzckvq/POL\\_2023\\_2021\\_27032023\\_151032.xlsx/manage\\_document](https://cdr.eionet.europa.eu/pl/eu/mmr/art07_inventory/ghg_inventory/envzckvq/POL_2023_2021_27032023_151032.xlsx/manage_document) [dostęp: 6.05.2024].
- (www6) <https://industry.eea.europa.eu/analyse/air> [dostęp: 6.05.2024].
- (www7) <https://netl.doe.gov/research/coal/energy-systems/gasification/gasifipedia/eor> [dostęp: 7.05.2024].
- (www8) <https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2023/Grudzien-2023/ORLEN-terminal-przeladunkowy-CO2-z-unijnym-dofinansowaniem> [dostęp: 7.05.2024].
- (www9) <https://www.yara.com/corporate-releases/yara-invests-in-ccs-in-sluiskil-and-signs-binding-co2-transport-and-storage-agreement-with-northern-lights--the-worlds-first-cross-border-ccs-agreement-in-operation2/> [dostęp: 7.05.2024].
- (www10) <https://www.freshfields.com/4a7ccb/contentassets/b15d96d12bcb-480899c3a32fe53ed36c/freshfields---briefing---ccs-and-ccu-in-the-eu.pdf> [dostęp: 15.05.2024].
- (www11) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?uri=celex%3A32009L0031> [dostęp: 15.05.2024].
- (www12) <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20240301> [dostęp: 15.05.2024].
- (www13) Ustawa z dnia 27 września 2013 r. o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2013, poz. 1238), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20130001238> [dostęp: 15.05.2024].
- (www14) <https://co2re.co/FacilityData> [dostęp: 18.08.2024].
- (www15) <https://ccushub.ogci.com/ccus-hub-search/> [dostęp: 18.06.2024].
- (www16) <https://www.pgi.gov.pl/> [dostęp: 18.06.2024].
- (www17) <https://www.gov.pl/web/klimat/nowelizacja-prawa-geologicznego-i-gorniczego2>.

# Spis map, ramek, tabel i wykresów

## SPIS MAP

Mapa 1. Potencjalne lokalizacje instalacji CCUS w Polsce . . . . .	13
Mapa 2. Instalacje CCS i ośrodki przemysłowe w Polsce emitujące powyżej 100 tys. t CO <sub>2</sub> rocznie . . . . .	21

## SPIS RAMEK

Ramka 1. Rynek uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> a opłacalność CCS . . . . .	8
Ramka 2. Case study: Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge . . . . .	15
Ramka 3. Case study: Yara Sluiskil CCS project . . . . .	15

## SPIS TABEL

Tabela 1. Koszty składowania CO <sub>2</sub> w zależności od wariantu składowania . . .	18
---	----

## SPIS WYKRESÓW

Wykres 1. Ceny uprawnień EUA (EU ETS) osiągnięte na aukcjach w latach 2012-2024 . . . . .	8
Wykres 2. Polskie zakłady przemysłowe emitujące powyżej 100 tys. t CO <sub>2</sub> rocznie w 2022 r. w podziale na sektory (w mln t CO <sub>2</sub> ) . . . . .	10
Wykres 3. Emisje polskich zakładów przemysłowych powyżej 100 tys. t CO <sub>2</sub> rocznie w podziale na sektory w latach 2010-2022 (w mln t CO <sub>2</sub> ) . . . . .	11
Wykres 4. Wielkość wychwytu CO <sub>2</sub> w planowanych i realizowanych projektach CCS w UE (w mln t CO <sub>2</sub> ) . . . . .	14
Wykres 5. Obecne i planowane projekty CCS w Europie według statusu (w mln t CO <sub>2</sub> rocznie) i struktura według sektora (w proc.) . . . . .	16
Wykres 6. Sumaryczne koszty uprawnień do emisji CO <sub>2</sub> w polskich spółkach energetycznych (w mld EUR) . . . . .	23

# Polski Instytut Ekonomiczny

Polski Instytut Ekonomiczny to publiczny *think tank* ekonomiczny z historią sięgającą 1928 roku. Jego obszary badawcze to przede wszystkim makroekonomia, energetyka i klimat, handel zagraniczny, foresight gospodarczy, gospodarka cyfrowa i ekonomia behawioralna. Instytut przygotowuje raporty, analizy i rekomendacje dotyczące kluczowych obszarów gospodarki oraz życia społecznego w Polsce, z uwzględnieniem sytuacji międzynarodowej.