



Państwowy Instytut Geologiczny  
Państwowy Instytut Badawczy

państwowa służba geologiczna  
państwowa służba hydrogeologiczna

**EFEKT RZECZOWY Z REALIZACJI PRZEDSIĘWZIĘCIA  
Z ZAKRESU PAŃSTWOWEJ SŁUŻBY GEOLOGICZNEJ  
za okres: od 1 stycznia 2021 r. do 30 czerwca 2022 r.**

w ramach umowy dotacji 627/2021/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 22.07.2021 r.

pn.: „Zadanie KAPSCO2: monitorowanie statusu projektów CCS (Etap III)”

**Nadzorujący:**

Minister Klimatu i Środowiska  
ul. Wawelska 52/54, 00–922 Warszawa

**Dotujący:**

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej  
ul. Konstruktorska 3A, 02–673 Warszawa



**Wykonawca:**

Państwowy Instytut Geologiczny – Państwowy Instytut  
Badawczy  
ul. Rakowiecka 4, 00–975 Warszawa



**Osoba sporządzająca raport:**

dr inż. Adam Wójcicki

*Adam Wójcicki*  
.....  
Podpis

**Kierownik komórki organizacyjnej:**

KIEROWNIK ZAKŁADU  
Geologii Złóżowej i Gospodarezej

*mgr Marcin Szuflicki*  
.....

Pieczętka i podpis

**Dyrektor/Dyrektor pionu:**

ZASTĘPCA DYREKTORA  
ds. służby geologicznej  
Państwowego Instytutu Geologicznego  
Państwowego Instytutu Badawczego  
PROKURENT

*dr Andrzej Giuszowski*  
.....

Pieczętka i podpis

ZASTĘPCA DYREKTORA  
ds. badań i rozwoju  
Państwowego Instytutu Geologicznego  
Państwowego Instytutu Badawczego  
PROKURENT

*dr hab. Piotr Szrek*  
.....

Pieczętka i podpis

Warszawa, dn. 26.07.2022 r.

**Zespół wykonawców  
Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego**

Wójcicki Adam, Sobień Katarzyna, Słodkowski Marcin, Rzeźnik Mateusz, Pieńkowski Grzegorz,  
Konarska Iwona, Kutyla-Olesiuk Anna, Kruszelnicka Jennifer, Budek Patrycja, Godlewska  
Sylwia, Zacharski Jarosław

**Zespół wykonawców zewnętrznych**

Nie dotyczy

**Kooperacja**

Nie dotyczy

**Inwestycje**

Nie dotyczy

## **ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS**

*Sprawozdanie z wykonanych prac w okresie styczeń 2021 roku  
– czerwiec 2022 roku (III etap)*



**Warszawa 2022**

## Spis treści

Wstęp.....	6
1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS. ....	7
1.1 Sprawozdanie .....	7
Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B do kompleksowego raportu) .....	8
Projekty planowane (Załącznik A do kompleksowego raportu, zakładka „Planowane projekty CCS”).....	12
Projekty polskie.....	12
Projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS i badawcze (przykłady; Załącznik A do kompleksowego raportu, zakładka „Projekty pilotażowe i badawcze”).....	13
Projekty CO <sub>2</sub> -EOR w Ameryce Północnej.....	17
1.2 Wykonanie (i aktualizacja) aplikacji GIS/WebGIS .....	18
2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla.....	21
2.1 Sprawozdanie .....	21
Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO <sub>2</sub> w projektach CCS .....	22
Udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji instalacji CCS oraz udział CO <sub>2</sub> i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu.....	23
Obieg węgla w przyrodzie.....	26
Porównanie skali i przedziałów czasowych występujących w epizodach naturalnych emisji CO <sub>2</sub> w przeszłości geologicznej z emisją antropogeniczną od początku ery przemysłowej i emisją wychwytywaną przez instalacje CCS .....	27
Podsumowanie .....	31
3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska.....	33
3.1 Sprawozdanie .....	33
Warunki geologiczne i czynniki ryzyka dla zinwentaryzowanych projektów CCS .....	33
Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania w projektach CCS/CCUS .....	36
4 - Ocena potrzeby i zasadności dopuszczenia stosowania technologii CCS na skalę przemysłową.....	39
4.1 Sprawozdanie .....	39
Koszty wychwyty, transportu i składowania CO <sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy .....	39
5 - Rekomendacje dotyczące dalszych działań w zakresie stosowania technologii CCS na skalę przemysłową .....	41
5.1 Sprawozdanie .....	41
Analiza wykonalności – zagadnienia ogólne .....	41
Analiza wykonalności i bezpieczeństwa stosowania technologii CCS w warunkach polskich, dla wybranych 4 scenariuszy .....	42
6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników.....	55
6.1 Raporty/sprawozdania końcowe.....	55
6.2 Kontakty i wymiana doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi i krajowymi (udział w konferencjach i seminariach).....	56
6.3 Opracowanie i aktualizacja strony www projektu wraz z treścią .....	57

Podsumowanie .....	59
Literatura .....	61
Spis ilustracji .....	68
Spis tabel .....	69

## **Wstęp**

Przedsięwzięcie „Zadanie KAPS CO2: monitorowanie statusu projektów CCS”, obejmuje monitorowanie statusu i rezultatów projektów demonstracyjnych, komercyjnych i pilotażowych CCS/CCUS (wychwytu i geologicznego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych), dotyczących podziemnego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla w Europie i na świecie. Przedsięwzięcie było następnie realizowane w trzech kolejnych etapach w latach 2015-2022, w ramach dwóch umów zawartych pomiędzy PIG-PIB a NFOŚiGW.

Niniejsze opracowanie stanowi podsumowanie prac wykonanych w III etapie (styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku), w ramach Umowy nr 627/2021/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 22.07.2021 r.

Zakres prac zrealizowanych w tym okresie przez Wykonawcę odniesiono poniżej do poszczególnych zagadnień określonych w Karcie Informacyjnej i Harmonogramie Rzeczowo-Finansowym Umowy.

# 1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS.

## 1.1 Sprawozdanie

W III etapie przedsięwzięcia „Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS” (styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku) uzupełniano listę realizowanych na świecie dużych<sup>1</sup> projektów (demonstracyjnych i komercyjnych) CCS/CCUS i zbierano dla nich podstawowe informacje dotyczące pełnego łańcucha CCS w oparciu o dostępne dane, w szczególności ze stron internetowych i publikacji. Analogicznie uzupełniano, w miarę dostępności nowych danych, bazę odnośnych informacji na temat lokalizacji, statusu, rodzaju i parametrów instalacji wychwytu, transportu oraz opcji składowania dla dużych projektów CCS. Baza ta uzupełniana była też (m.in.) o dotyczące tych projektów dostępne informacje nt. składu strumienia CO<sub>2</sub>, warunków geologicznego składowania CO<sub>2</sub> oraz sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania (**Załączniki A, B** do kompleksowego raportu). Punktem startowym do powyższych analiz była strona [www.GlobalCCSInstitute](http://www.GlobalCCSInstitute.org) oraz raporty roczne Global CCS Institute i inne publikacje dostępne na stronie GCCSI. Wykorzystywano też informacje podawane przez inne organizacje i sieci naukowe badawczo-rozwojowe zaangażowane w przedmiotowym zakresie.

W okresie styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku do zinwentaryzowanych wcześniej 65 dużych projektów CCS (Wójcicki i in., 2021) znajdujących się na różnych etapach realizacji, dodano **72 projekty** nowe, względnie wcześniej niezinwentaryzowane (przy czym 2 z nich zastąpiły 2 projekty wcześniej zinwentaryzowane; co daje w sumie 135 projektów według stanu na czerwiec 2022 roku). Jednocześnie weryfikowano i, w miarę dostępności nowych danych, aktualizowano informacje na temat dużych projektów zinwentaryzowanych w poprzednich etapach.

Ponadto od początku 2021 roku do połowy 2022 roku dodano informacje na temat **46** nowych/dotychczas niezinwentaryzowanych projektów pilotażowych i badawczych CCS/CCUS, obejmujących różne opcje składowania, a także zakończonych w ciągu ostatnich kilkunastu lat, których realizacja była istotna dla rozwoju technologii CCS/CCUS, tzn. często była wstępem dla realizacji dużych projektów – w ten sposób zinwentaryzowano w sumie, według stanu na czerwiec 2022 roku, 65 projektów pilotażowych i badawczych o różnym statusie. Jednocześnie weryfikowano i, w miarę dostępności nowych danych,

---

<sup>1</sup> Przyjęto, że „duży” projekt to projekt osiągający minimum 0,4 mln ton CO<sub>2</sub>/rok. W Decyzji KE z dnia 3 listopada 2010 r. (2010/670/UE), na którą powołuje się Art. 1 ust. 3 dotychczas obowiązującej ustawy Pgg, projekt demonstracyjny to minimum 0,5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, ale często zdarzają się projekty komercyjne CCS/CCUS o nieco mniejszej skali, stąd przyjęto umownie 0,4 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, a projekty jeszcze mniejsze zdefiniowano jako pilotażowe).

aktualizowano informacje na temat projektów pilotażowych zinwentaryzowanych w poprzednich etapach.

W przypadku jednego z projektów planowanych zinwentaryzowanych w poprzednim etapie zweryfikowano i zaktualizowano jego aktualny status.

### **Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B do kompleksowego raportu)**

W okresie styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku dodano **72** aktywnych dużych projektów (przy czym 2 z nich zastąpiły 2 projekty wcześniej zinwentaryzowane) – tzn. aktualnie funkcjonujące (1), w trakcie uruchamiania (1), w budowie/realizacji (44) i na etapie prac studialnych (26) – oraz dodano 1 projekt zakończony, nigdyś funkcjonujący.

Znaczący wzrost liczby dużych projektów CCS pomiędzy 2020 a 2022 rokiem dotyczył zasadniczo projektów „sieciowych” (zintegrowanych w ramach klastrów/hubów – zgrupowanych w bliskim sąsiedztwie emitentów CO<sub>2</sub> dzielących infrastrukturę transportu i/lub składowania) będących w budowie/realizacji i na etapie prac studialnych.

Listę i bazę projektów CCS uzupełniano/aktualizowano w oparciu o najnowsze dostępne informacje dotyczące ich aktualnego statusu i podstawowych parametrów (rok uruchomienia, ilość wychwytywanego CO<sub>2</sub>, % wychwytywanej emisji CO<sub>2</sub>, skład strumienia CO<sub>2</sub>, opcje wychwytu, opcje transportu, opcje składowania) oraz ich charakterystyki (opis projektu, dotychczasowe prace, konflikty interesów, warunki geologiczne, ryzyko składowania, instalacja wychwytu, monitoring składowania CO<sub>2</sub>).

Poniżej przedstawiono listę i status dużych projektów CCS (demonstracyjnych i komercyjnych), dodanych w okresie styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku.

#### Projekty funkcjonujące, w kolejności uruchamiania, (dodano 1 aktywny):

- Ivanić–Žutica CO<sub>2</sub>-EOR (Chorwacja), *niezinwentaryzowany wcześniej*.

Po roku 2020 nie zaczął funkcjonować żaden nowy duży projekt CCS, natomiast listę dużych projektów CCS poszerzono w III etapie przedsięwzięcia o nieuwzględniony wcześniej projekt Ivanić–Žutica CO<sub>2</sub>-EOR w Chorwacji (funkcjonujący od 2014 roku).

Ponadto dodano do bazy w III etapie (nieaktywny) projekt Cranfield Project (USA), który funkcjonował w latach 2009-2015 i charakteryzował się podobną skalą i znaczeniem co projekt In Salah CO<sub>2</sub> Storage (Algieria).



Projekty w trakcie uruchamiania, w kolejności planowanej daty uruchomienia (dodano 1 aktywny):

- Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture (Chiny), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*.

Ponadto w przypadku 3 projektów wcześniej zinwentaryzowanych zaktualizowano informacje na ich temat (zależnie od projektu – rok uruchomienia, ilość wychwytywanego CO<sub>2</sub>, opis projektu i źródła informacji).

W latach 2021-2022 dodano 44 nowe duże projekty CCS na etapie budowy/realizacji (ponadto w odniesieniu do roku 2020 do listy na tym etapie doszedł 1 projekt będący wcześniej na etapie prac studialnych, natomiast 1 projekt został zastąpiony przez inne), tzn. wykorzystujące istniejące instalacje przemysłowe, głównie w USA.

Projekty w budowie/realizacji, w kolejności planowanej daty uruchomienia (dodano 44 aktywne):

- *Projekty klastra (SCS) Biorefinery Carbon Capture and Storage (USA): Aberdeen, Atkinson, Casselton, Central City, Fairmont, Galva, Goldfield, Grand Junction, Granite Falls, Heron Lake, Huron, Lambertson, Lawler, Marcus, Mason City, Merrill, Mina, Nevada, Norfolk, Onida, Otter Tail, Plainview, Redfield, Shenandoah, Sioux Center, Steamboat Rock, Superior, Watertown, Wentworth, Wood River, York, razem 31 nowych projektów (ogłoszonych w 2021 roku)*,

- *Projekty klastra Porthos (zastępujące projekt Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos), który z kolei zastąpił projekt „ROAD”) (Holandia): Air Liquide Refinery Rotterdam CCS, Air Products Refinery Rotterdam CCS, ExxonMobil Benelux Refinery CCS, Shell Refinery Rotterdam CCS, razem 4 nowe projekty (ogłoszone jako elementy klastra w 2021 roku)*,

- *Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS (Dania), nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- *Coyote Clean Power Project (USA), nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- *Greensand (Dania), nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- *One Earth Energy Facility Carbon Capture (element klastra Illinois Storage Corridor) (USA), nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- *Stockholm Exergi BECCS (Szwecja), nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- Humber Zero – VPI Immingham Power Plant CCS (*element klastra Humber Zero*) (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- Humber Zero - Phillips 66 Humber Refinery CCS (*element klastra Humber Zero*) (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- ZERO Carbon Humber - Keadby 3 CCS Power Station (*element klastra ZERO Carbon Humber, obok 2 innych projektów będących na etapie prac studialnych*) (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- Antwerp@C - BASF Antwerp CCS (*element klastra Antwerp@C, obok 3 innych projektów będących na etapie prac studialnych*) (Belgia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*.

*W przypadku projektu OXY and Carbon Engineering Direct Air Capture and EOR Facility (USA) nastąpiła zmiana statusu z „na etapie prac studialnych” na „w budowie/realizacji”.*

*Natomiast na miejsce projektu Porthos (Holandia) realizowane są ww. cztery projekty klastra Porthos (Air Products, Air Liquide, ExxonMobil i Shell), ogłoszone w 2021 roku.*

Ponadto w przypadku 4 projektów wcześniej zinwentaryzowanych zaktualizowano informacje na ich temat (zależnie od projektu – rok uruchomienia, opis projektu i źródła informacji).

W latach 2021-2022 dodano 26 nowych dużych projektów CCS na etapie prac studialnych (ponadto w odniesieniu do roku 2020 nastąpiła zmiana statusu 1 projektu i zastąpienie 1 projektu przez inne), zlokalizowanych w różnych krajach, z tego najwięcej w Wielkiej Brytanii i Kanadzie.

Projekty na etapie prac studialnych, w kolejności planowanej daty uruchomienia (dodano **26** aktywnych):

- Project Pouakai Hydrogen Production with CCS (Nowa Zelandia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- Acorn Hydrogen i Acorn Direct Air Capture Facility (Wielka Brytania), *2 nowe projekty (ogłoszone jako elementy klastra Acorn w 2021 roku; klaster obejmuje też 1 projekt wcześniej zinwentaryzowany)*,
- Net Zero Teesside – BP H2Teesside, Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS i Net Zero Teesside - NET Power Plant (Wielka Brytania), *3 nowe projekty (ogłoszone jako elementy klastra Net Zero Teesside w 2021 roku; klaster obejmuje też 1 projekt wcześniej zinwentaryzowany)*,
- Barents Blue Clean Ammonia with CCS (Norwegia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,

- Caroline Carbon Capture Power Complex (Kanada), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Petronas Kasawari Gas Field Development Project (Malezja), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Polaris CCS Project (Kanada), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Preem Refinery CCS (Szwecja), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - HyNet North West – Hanson Cement CCS (*element klastra HyNet North West – 1 z 2 projektów*) (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - NextDecade Rio Grande LNG CCS (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge (Polska), *nowy projekt (ogłoszony w 2022 roku)*,
  - G2 Net-Zero LNG (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Ravenna Hub - ENI Hydrogen CCS (*element klastra Ravenna Hub – 1 z 2 projektów*) (Włochy), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Ravenna Hub - ENI Power CCS (*element klastra Ravenna Hub – 1 z 2 projektów*) (Włochy), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection (Indonezja), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Dave Johnston Plant Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Tata Steel project EVEREST (Holandia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Saskatchewan NET Power Plant (Kanada), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Nautical Energy Blue Methanol (Kanada), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - PAU Central Sulawesi Clean Fuel Ammonia Production with CCUS (Indonezja), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
  - Antwerp@C – Borealis Antwerp CCS, Antwerp@C – Exxonmobil Antwerp Refinery CCS i Antwerp@C – Ineos Antwerp CCS, *razem 3 nowe projekty (ogłoszone jako elementy klastra w 2021 roku); ponadto w skład klastra wchodzi 1 ww. projekt w budowie/realizacji,*
- W przypadku projektu OXY and Carbon Engineering Direct Air Capture and EOR Facility (USA) nastąpiła zmiana statusu z „na etapie prac studialnych” na „w budowie/realizacji”.*
- Projekt Net Zero Teesside, poprzednia nazwa – Teesside Collective Project) (Wielka Brytania) został zastąpiony przez ww. projekty klastra Net Zero Teesside .*

*Natomiast na miejsce projektu Porthos (Holandia) realizowane są ww. cztery projekty klastra Porthos (Air Products, Air Liquide, ExxonMobil i Shell), ogłoszone w 2021 roku.*

Ponadto w przypadku 2 projektów wcześniej zinwentaryzowanych zaktualizowano informacje na ich temat (zależnie od projektu – rok uruchomienia, opcje transportu i źródła informacji).

## **Projekty planowane (Załącznik A do kompleksowego raportu, zakładka „Planowane projekty CCS”)**

W przypadku jednego z projektów planowanych zinwentaryzowanych w poprzednim etapie zweryfikowano i zaktualizowano jego aktualny status – został on ujęty poniżej jako aktywny projekt pilotażowy pełnego łańcucha CCS w budowie/realizacji (i tym samym usunięty z zakładki „Planowane projekty CCS”).

Ponadto informacje prasowe na temat nowych przedsięwzięć nierzadko są na tyle ogólnikowe, że nie wystarcza to do zdefiniowania nowego projektu w odpowiedniej zakładce bazy (np. [studia Rio Tinto1](#) i [studia Rio Tinto2](#) w rejonie kopalni niklu Tamarack, Minnesota, USA dotyczące mineralnej sekwestracji dwutlenku węgla, analogiczne [studia Inomin](#) w rejonie kopalni Beaver, Kolumbia Brytyjska, Kanada), czasami są to doniesienia o nawiązaniu współpracy przez partnerów przemysłowych (np. [współpraca Alba i Mitsubishi](#) w przyszłych projektach w Bahrajnie) względnie powołania krajowej platformy do dyskusji na temat rozwoju i wdrażania technologii CCS ([konferencja CCS w Kazachstanie](#)), czasami są to obiecujące doniesienia o planowanych przedsięwzięciach w Rosji, których realizacja może jednakże okazać się wątpliwa w obecnej sytuacji geopolitycznej ([plany firmy Novatek](#)).

## **Projekty polskie**

Jak wspomniano wyżej, na etapie prac studialnych znajduje się duży projekt Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge, który może stać polskim klastrem/hubem powiązanym z innymi tego rodzaju inicjatywami w Europie. Został on ujęty w dziale Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B do kompleksowego raportu).

## **Projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS i badawcze (przykłady; Załącznik A do kompleksowego raportu, zakładka „Projekty pilotażowe i badawcze”)**

Listę projektów pilotażowych zinwentaryzowanych w poprzednich etapach przedsięwzięcia (19 projektów; Wójcicki i in., 2021) uzupełniono w III etapie o **46** projektów pilotażowych i badawczych CCS/CCUS – projekty nowe, względnie dotychczas niezinwentaryzowane, obejmujące różne opcje składowania, a także projekty zakończone w ciągu ostatnich kilkunastu lat, których realizacja była istotna dla rozwoju technologii CCS/CCUS, tzn. często była wstępem dla realizacji dużych projektów. Dla tych projektów zebrano i zestawiono (w oparciu o dostępne dane, w szczególności [Global CCS Institute](#), sieci naukowych, oraz publikacje i informacje prasowe) podstawowe informacje. W sumie do połowy 2022 roku zinwentaryzowano 65 projektów pilotażowych i badawczych CCS/CCUS. Jednocześnie weryfikowano i, w miarę dostępności nowych danych, aktualizowano informacje na temat projektów pilotażowych zinwentaryzowanych w poprzednich etapach (w tym zaktualizowano informacje na temat statusu 5 projektów).

Poniżej przedstawiono listę i status projektów pilotażowych i badawczych, dodanych w okresie styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku.

Projekty zakończone, niegdyś funkcjonujące, w kolejności uruchamiania (dodano 27 projektów):

- Budafa (+Lovászi, Nagylengyel, etc.) EOR (Węgry), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Szank (SE & NE) CO<sub>2</sub>-EOR (Węgry), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Borger CO<sub>2</sub> Compression Facility (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- West Pearl Queen Sequestration Pilot Test and Modeling Project (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Nagaoka CO<sub>2</sub> Storage Project (Japonia), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- China Coalbed Methane Technology Sequestration Project (Chiny), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Frio Brine Pilot (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- K12-B CO<sub>2</sub> Injection Project (Holandia), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Ketzin Pilot Project (Niemcy), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- RECOPOL Kaniów (Polska), *niezinwentaryzowany wcześniej,*
- Pembina Cardium CO<sub>2</sub> Monitoring Pilot (Kanada), *niezinwentaryzowany wcześniej,*

- Zama Field Validation Test (Kanada), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- CNPC Jilin Oil Field EOR Demonstration Project (Chiny), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Michigan Basin (Phase II) Geologic CO2 Sequestration Field Test (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- San Juan Basin ECBM Storage Test (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- CO2 Sequestration Field Test: Deep Unminable Lignite Seam (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Hazelwood Carbon Capture and Mineral Sequestration Pilot Plant (Australia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Marshall County ECBM Project (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- MGSC Validation Phase (Phase II): CO2 Storage and Enhanced Oil Recovery: Sugar Creek Oil Field - Test Site (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Miranga CO2 Injection Project (Brazylia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Mountaineer Validation Facility (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Illinois Basin Decatur Project, (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Shenhua Group Ordos Carbon Capture and Storage (CCS) Demonstration Project (Chiny), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Plant Barry & Citronelle Integrated Project, (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Farnsworth Unit EOR Field Project - Development Phase, (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Gargzdai ROZ (Litwa), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Heletz (Izrael), *niezinwentaryzowany wcześniej*,

Projekty funkcjonujące, w kolejności uruchamiania (dodano 12 projektów):

- Joffre Viking Tertiary Oil Unit (Kanada), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Borzęcin (Polska), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- CO2CRC Otway (Australia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Sinopec Shengli Oilfield Carbon Capture Utilization and Storage Pilot Project *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Svelvik CO2 Field Lab (Norwegia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- CarbFix Project & Orca (Islandia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,

- Husky Energy Lashburn and Tangleflags CO2 Injection in Heavy Oil Reservoirs Project, (Kanada), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Michigan Basin Large Scale Injection Test (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- CIUDEN: (The Hontomin) CO2 Storage Technology Development Plant (Hiszpania), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Geothermal Plant with CO2 Re-injection (Chorwacja), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- Svante and Husky Energy VeloxoTherm Capture Process Test (Kanada), *niezinwentaryzowany wcześniej*,
- LEILAC (Belgia), *niezinwentaryzowany wcześniej*,

*Ponadto 1 projekt pilotażowy – Acorn (Minimum Viable CCS Development) (Wielka Brytania), został zastąpiony przez etap wstępny, skali pilotażowej, dużego projektu Acorn CCS, realizowanego w ramach klastra Acorn.*

Projekty w trakcie uruchamiania, w kolejności planowanej daty uruchomienia (dodano **2+1** projekty):

- Pilot Carbon Storage Project (PCSP) - Zululand Basin, South Africa (RPA), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- Huaneng GreenGen IGCC Demonstration-scale System (Phase 2) (Chiny), *niezinwentaryzowany wcześniej*.

Ponadto dodano 1 projekt pilotażowy – Acorn (Minimum Viable CCS Development) (Wielka Brytania), który był przez pewien czas realizowany, ale został zastąpiony przez etap wstępny, skali pilotażowej, dużego projektu Acorn CCS, realizowanego w ramach klastra Acorn.

Projekty w budowie/realizacji, w kolejności planowanej daty uruchomienia (dodano **3** projekty):

- Bridgeport Energy Moonie CCUS project (Australia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- CTSCo Surat Basin CCS Project (Australia), *nowy projekt (ogłoszony w 2021 roku)*,
- Gundih CCS Pilot (Indonezja), *wcześniej zinwentaryzowany jako planowany*.

Projekty na etapie prac studialnych (dodano **1** projekt):

- Midwest AgEnergy Blue Flint ethanol CCS (USA), *niezinwentaryzowany wcześniej*,

Najstarsze projekty o skali pilotażowej uruchomiono jeszcze w ubiegłym stuleciu i związane były one z komercyjną eksploatacją złóż węglowodorów (w szczególności EOR, podobnie jak to miało miejsce w przypadku dużych projektów, omówionych powyżej). Spośród nich obecnie funkcjonuje jeszcze projekt kanadyjski (Joffre Viking Tertiary Oil Unit), polski dotyczący zatłaczania gazu kwaśnego, zawierającego głównie CO<sub>2</sub>, otrzymanego z oczyszczania gazu ziemnego na złożu (Borzęcin), zaś dwa projekty węgierskie prowadzone przez parę dekad zostały już zakończone.

W pierwszej dekadzie XXI wieku realizowano kolejne, w chwili obecnej przeważnie już zakończone, projekty EOR w skali pilotażowej (USA; Chiny – w tym przypadku projekty pilotażowe były wstępem do realizacji projektów w dużej skali; Kanada), a przez pewien czas także projekty badawcze dotyczące zatłaczania dwutlenku węgla do nieeksploatowanych pokładów węgla z odzyskiem metanu (Chiny; Polska – RECOPOL; USA). Kolejnym krokiem była realizacja projektów badawczych i pilotażowych dotyczących permanentnego składowania CO<sub>2</sub> w szcerpanych złożach węglowodorów, obejmujących wszechstronny monitoring składowisk, na lądzie (USA, Japonia, Francja) i morzu (Holandia). W tym okresie ruszyły też pierwsze projekty badawcze/pilotażowe obejmujące zatłaczanie dwutlenku węgla do formacji solankowych (USA – Frio Brine Pilot i kolejne dwa; Niemcy - Ketzin) względnie łącznie do szcerpanych złóż gazu i formacji solankowych (Australia – realizowany do chwili obecnej projekt CO<sub>2</sub>CRC Otway) lub formacji solankowych w obrębie złoża węglowodorów (Brazylia – Miranga CO<sub>2</sub> Injection Project). Do listy tej należy dodać nietypowy projekt w małej skali obejmujący sekwestrację mineralną dwutlenku węgla w popiele z elektrowni (Australia – Hazelwood Carbon Capture and Mineral Sequestration Pilot Plant).

W drugiej dekadzie XXI wieku uruchamiano kolejne komercyjne projekty EOR (Kanada, USA, Chiny). Uruchomiono też szereg projektów pilotażowych obejmujących zatłaczanie CO<sub>2</sub> do formacji solankowych (czasami formacji solankowych występujących w obrębie czy też sąsiedztwie struktur naftowych) na lądzie (Chiny; USA; Izrael, Hiszpania) oraz na morzu (Japonia, Wielka Brytania). Przykłady takich projektów na lądzie to zakończony projekt amerykański (Illinois Basin Decatur Project), będący prekursorem dla dużego projektu demonstracyjnego obejmującego składowanie dwutlenku węgla w tej samej formacji solankowej, a także realizowany do chwili obecnej projekt hiszpański (CIUDEN: (The Hontomin) CO<sub>2</sub> Storage Technology Development Plant), który miał być wstępem do dużego projektu demonstracyjnego. W tym okresie rozpoczęto też realizację szeregu nietypowych projektów badawczych, obejmujących rozmaite opcje: zatłaczanie CO<sub>2</sub> do płytko występujących utworów czwartorzędowych (Norwegia – Svelvik CO<sub>2</sub> Field Lab), zatłaczanie CO<sub>2</sub> do strefy nasyconej ropą naftową pomiędzy złożami (Litwa – Gargzdai ROZ), połączenie geotermii z zatłaczaniem CO<sub>2</sub> (Chorwacja – Geothermal Plant with CO<sub>2</sub> Re-injection) oraz



sekwestrację mineralną (Belgia; Islandia – zatłaczanie CO<sub>2</sub> rozpuszczonego w wodzie do formacji bazaltowych w projekcie pilotażowym CarbFix Project & Orca, który jest przewidziany jako wstęp do projektu komercyjnego w dużej skali).

W chwili obecnej obok wspomnianych powyżej projektów funkcjonujących od kilku, a nawet kilkunastu lat, na różnych etapach realizacji znajduje się szereg projektów o charakterze badawczym (RPA – Pilot Carbon Storage Project) lub komercyjnym (Australia, USA, Chiny, Indonezja, Japonia). Projekty te mają przeważnie być wstępem do realizacji dużych projektów (Australia, Chiny), względnie służyć wdrożeniu technologii CCS w danym kraju (RPA, Indonezja) i obejmują składowanie zarówno w szczepianych złożach węglowodorów (w tym EOR) jak i w formacjach solankowych.

### **Projekty CO<sub>2</sub>-EOR w Ameryce Północnej**

Nie udało się zgromadzić informacji na temat projektów CO<sub>2</sub>-EOR w Ameryce Północnej wykorzystujących dwutlenek węgla pochodzący z naturalnych źródeł, nowszych od tych jakie zestawiono w poprzednim etapie (Wójcicki i in., 2021).

Zaktualizowano jedynie informację o krajowym zużyciu ropy naftowej celem porównania, że zatłaczanie CO<sub>2</sub> pochodzącego z naturalnych źródeł do 136 złóż ropy naftowej w USA i Kanadzie pozwalało uzyskać dodatkową produkcję ropy naftowej wynoszącą około **17,4 mln m<sup>3</sup>** rocznie (300 tys. baryłek ropy dziennie; Wallace i in., 2015), a więc nieco ponad połowę obecnego całkowitego zużycia ropy w Polsce. Według GUS (2022), w roku 2021 zużycie ropy naftowej w Polsce, tzn. import + wydobycie, wynosiło około **24,8** mln ton przy przeliczeniu na standardową wartość opałową; przyjmując gęstość ropy w przedziale 0,8÷0,9 t/m<sup>3</sup>, otrzymujemy 28-31 mln m<sup>3</sup>).

## **1.2 Wykonanie (i aktualizacja) aplikacji GIS/WebGIS**

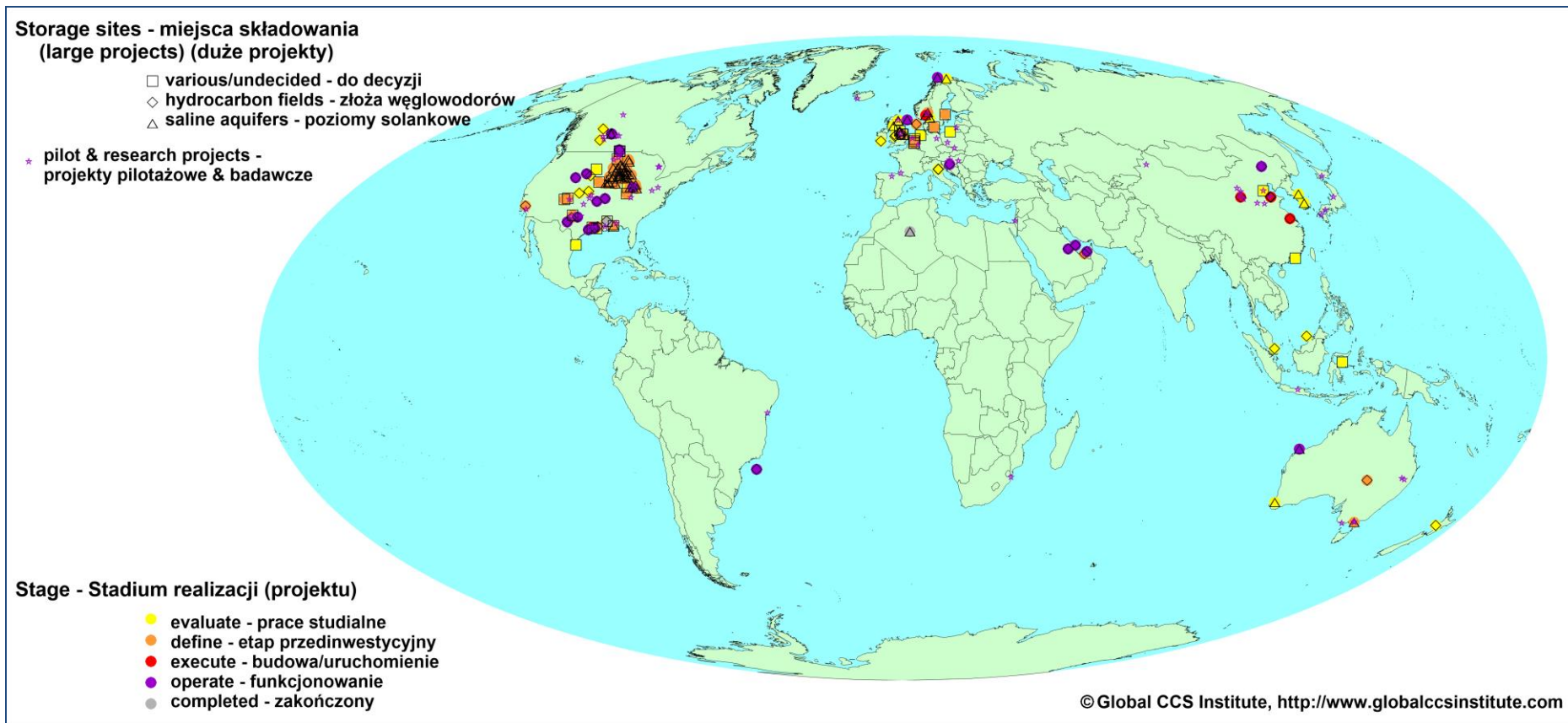
Opracowywano dwie warstwy numeryczne GIS zawierające m.in.: lokalizację, status, typ i parametry (w miarę dostępności informacji) aktualnie realizowanych, tzn. według stanu na połowę 2021 roku i na połowę 2022 roku, dużych projektów CCS/CCUS (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz wybranych projektów pilotażowych i badawczych (**Rys. 1.1 a i b**). Te podstawowe informacje dotyczące aktualnie realizowanych (aktywnych) projektów, wybrane z bazy projektów CCS (**Załącznik A**), zawarte są w następujących polach warstw numerycznych:

- NAZWA (nazwa projektu CCS/CCUS);
- STATUS (status/stopień zaawansowania projektu CCS/CCUS);
- OPCJA (opcja składowania, kod);
- MTCO2\_ROK (roczna ilość wychwytywanego CO<sub>2</sub>, mln ton);
- ROKUR (rok uruchomienia – faktyczny lub planowany);
- INSTALACJA (rodzaj zakładu przemysłowego/emitenta);
- WYCHWYT (rodzaj instalacji wychwyty);
- WYEMCO2 (% wychwytywanej emisji CO<sub>2</sub>);
- SKSTRUM (skład strumienia);
- TRANSPORT (sposób i parametry transportu);
- SKLADOW (opcja składowania, opisowo).

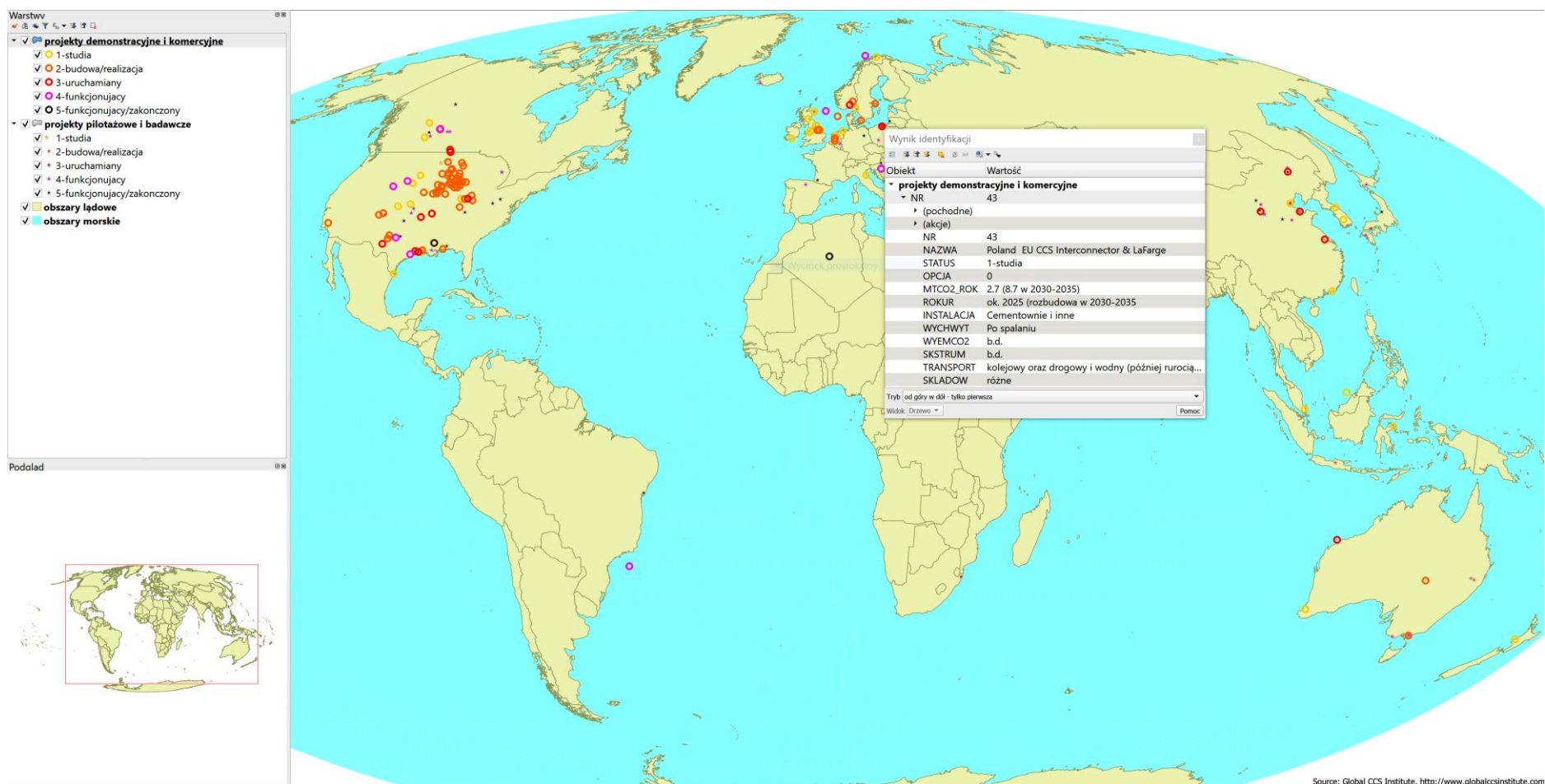
Warstwy obejmujące projekty CCS/CCUS (tzn. demonstracyjne, komercyjne i pilotażowe) zostały wykorzystane w aplikacji GIS/WebGIS. W wersji *offline* aplikacja ta została opracowana jako projekt programu GIS (**Rys. 1.1 b**), natomiast wersja (finalna) *online* (na stronie niniejszego projektu; <http://skladowanie.pgi.gov.pl/ccsww/map/gis/>) wykorzystuje bibliotekę OpenLayers. Była ona sukcesywnie aktualizowana, tzn. według stanu na połowę 2021 roku i na połowę 2022 roku.

Aplikacja (*online*) GIS/WebGIS jest dostępna na stronie www projektu KAPSCO2 (<http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>; alternatywnie można wpisać w wyszukiwarce słowo kluczowe „KAPSCO2”) oraz zarchiwizowana na DVD (*offline*; projekt programu Quantum GIS - należy pobrać i zainstalować aktualną wersję ze strony [www programu Quantum GIS](http://www.quantum-gis.org/), katalog z warstwami numerycznymi (ccsww) skopiować na dysk C: komputera, a następnie kliknąć plik *world6.qgs*).

a)



b)



**Rys. 1.1** Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na połowę 2022 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; kółka oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).

## 2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla

### 2.1 Sprawozdanie

W okresie styczeń 2021 roku – czerwiec 2022 roku zebrano informacje na temat ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO<sub>2</sub>, oraz innych parametrów, dla **72** aktywnych dużych projektów (przy czym 2 z nich zastąpiły 2 projekty wcześniej zinventaryzowane) nowych lub wcześniej niezinventaryzowanych, oraz 1 zakończonych; informacje te są zamieszczone w bazie - **Załączniku A** (zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pola "ILOŚĆ WYCHWYTYWANEGO CO<sub>2</sub> (MT/rok)") do kompleksowego raportu. Obejmowało to informacje dotyczące projektów aktualnie funkcjonujących (1), w trakcie uruchamiania (1), w budowie/realizacji (44) i na etapie prac studialnych (26) – oraz 1 projektu zakończonych, nigdyś funkcjonującego.

Dla części projektów zebrano informacje na temat udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji oraz udziału CO<sub>2</sub> i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu (**Załącznik A** do kompleksowego raportu, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pola "% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO<sub>2</sub>" i "UDZIAŁ% CO<sub>2</sub> I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU" oraz zakładka „**Gazy po wychwycie**”, gdzie zestawiono w formie tabelarycznej informacje na temat udziału poszczególnych gazów w wychwytywanym strumieniu dla dużych projektów CCS).

Ponadto zaktualizowano analizy wykonane w poprzednim etapie przedsięwzięcia (Wójcicki i in., 2021), na temat tego jak globalne wartości redukcji emisji dwutlenku węgla związanych z funkcjonowaniem instalacji CCS (obecnie działających i planowanych) mają się do globalnych emisji antropogenicznych oraz naturalnych emisji odnotowanych obecnie i w przeszłości geologicznej, a także na ile redukcje emisji związane z obecnym i przyszłym (na ewentualnie znacznie większą skalę) zastosowaniem technologii CCS są w takim przypadku znaczące i istotne.

## Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO<sub>2</sub> w projektach CCS

Ilości wychwytywanego (przewidzianego/możliwego do wychwytywania) CO<sub>2</sub> w przypadku jednego aktualnie funkcjonującego, wcześniej niezinventaryzowanego dużego projektu (Ivanić–Žutica CO<sub>2</sub>-EOR, Chorwacja) i nowego projektu aktualnie uruchamianego (Guodian Taizhou Power Station Carbon Capture, Chiny) wynoszą odpowiednio 0,45 mln ton CO<sub>2</sub>/rok i 0,3-0,5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok. W przypadku projektów w budowie/realizacji nietypowym przypadkiem jest klastr SCS (Summit Carbon Solutions; USA) obejmujący 31 nowych projektów, a poszczególne projekty charakteryzują się generalnie przewidzianymi do wychwytywania emisjami dwutlenku węgla w przedziale 0,1-0,4 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, a więc w praktyce mogłyby być określone jako duże projekty pilotażowe, lecz zostały tu ujęte jako elementy klastra. Pozostałe nowe projekty na etapie budowy/realizacji obejmują wychwytywanie emisji dwutlenku węgla w przedziale od 0,5 (np. One Earth Energy Facility Carbon Capture, USA) do 2-4 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (projekty klastra Humber Zero: Phillips 66 Humber Refinery CCS i VPI Immingham Power Plant CCS), przy czym ostatni przedział odnosi się do rozbudowy rozpatrywanych projektów. Natomiast projekty znajdujące się na etapie prac studialnych charakteryzują się przewidzianymi do wychwytywania emisjami dwutlenku węgla w przedziale od 0,4 (np. projekt Acorn Hydrogen, Wielka Brytania, wchodzący w skład klastra Acorn) do 5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (np. NextDecade Rio Grande LNG CCS, USA). Niektóre projekty wchodzą w skład klastrów/hubów docelowo grupujących po kilka instalacji przemysłowych (np. HyNet North West - Hanson Cement CCS, Wielka Brytania, wchodzący w skład klastra Hynet North West, ma osiągnąć 0,8 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, ale sam klastr może w dalszej perspektywie osiągnąć nawet 20 mln ton CO<sub>2</sub>/rok), względnie mogą być załączkiem dla przyszłego klastra (np. Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge, Polska, do 8,7 mln ton CO<sub>2</sub>/rok). W przypadku wszystkich aktywnych projektów dotychczas zinwentaryzowanych (według stanu na połowę 2022 roku) najczęściej są to ilości rzędu 1-3 mln ton CO<sub>2</sub>/rok.

Jeśli uwzględnić projekty wcześniej zinwentaryzowane (Wójcicki i in., 2021; **Załącznik A** do kompleksowego raportu), to sumarycznie otrzymujemy w przypadku 135 aktywnych projektów (stan na połowę 2022 roku), znajdujących się na różnych etapach realizacji, potencjalnie około 180-280 mln ton wychwytywanego CO<sub>2</sub> rocznie (dla szeregu projektów podawane są przedziały odnoszące się do etapów ich planowanej rozbudowy – stąd taka rozpiętość wielkości). Natomiast w ramach 23 aktualnie funkcjonujących projektów (patrz **Tabela 2.1**) ilości te wynoszą około **40 mln ton CO<sub>2</sub>** rocznie. Wartości te niekoniecznie muszą dokładnie odpowiadać faktycznej ilości wychwytywanego i składowanego w ciągu

roku antropogenicznego dwutlenku węgla, pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych, gdyż na ogół nie zdarza się, że wszystkie instalacje przemysłowe pracują w tym samym okresie z pełną mocą, a funkcjonowanie niektórych może być czasowo wstrzymane (raport Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2021](#)). Natomiast globalna ilość dwutlenku węgla zatłoczonego do końca 2021 roku do struktur geologicznych w ramach realizacji projektów CCS/CCUS na świecie szacowana jest na blisko **340 mln ton** (strona [Global CCS Institute](#)).

**Tabela 2.1** Emisje i typy (ze względu na cel zatłaczania i źródło CO<sub>2</sub>) obecnie funkcjonujących dużych projektów CCS.

CEL ZATŁACZANIA i ŹRÓDŁO CO <sub>2</sub>	ILOŚĆ PROJEKTÓW	ILOŚĆ CO <sub>2</sub> mln t/ROK
EOR i oczyszczanie gazu	8	19,80
EOR i inne procesy przemysłowe	7	8,15
EOR i elektrownia	1	1,40
Sczerpane złoża gazu i oczyszczanie gazu	1	2,10
Formacje solankowe i oczyszczanie gazu	3	5,25
Formacje solankowe i procesy przemysłowe	2	2,20
Formacje solankowe & EOR i elektrownia	1	1,00
<b>RAZEM</b>	<b>23</b>	<b>39,00</b>

### **Udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji instalacji CCS oraz udział CO<sub>2</sub> i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu**

W przypadku następujących **4** (nowych lub wcześniej niezainwentaryzowanych) dużych projektów, znajdujących się na rozmaitych etapach realizacji, zgromadzono (patrz **Załącznik A** do kompleksowego raportu, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole ”% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO<sub>2</sub>”) informacje odnośnie faktycznego lub planowanego udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji (kolejność jak w rozdziale 1.1, według statusu i faktycznej lub planowanej daty uruchomienia projektu):

- Ivanić–Žutica CO<sub>2</sub>-EOR, Chorwacja;
- Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS, Dania;
- NextDecade Rio Grande LNG CCS, USA;

- Nautical Energy Blue Methanol, Kanada.

Z kolei w przypadku następujących **4** (nowych lub zakończonych) dużych projektów, zgromadzono informacje dotyczące udziału CO<sub>2</sub> w wychwytywanym strumieniu, a także występowania substancji innych niż CO<sub>2</sub>, (**Załącznik A** do kompleksowego raportu, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole „UDZIAŁ% CO<sub>2</sub> I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU”):

- Cranfield Project, USA;
- Net Zero Teesside – BP H<sub>2</sub>Teesside;
- Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS;
- Net Zero Teesside - NET Power Plant.

Natomiast dostępne informacje na temat szczegółowego, ilościowego składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zarówno zawartości CO<sub>2</sub> jak i substancji innych niż CO<sub>2</sub>, odnosiły się jedynie **1** wcześniej niezainwentaryzowanego, zakończonego, lecz wcześniej funkcjonującego projektu (**Załącznik A** do kompleksowego raportu, zakładka „**Gazy po wychwycie**”):

- Cranfield Project, USA.

Z zebranych informacji wynika, że **udział procentowy wychwytywanego i składowanego dwutlenku węgla** w całkowitej emisji instalacji w ww. **4** nowych lub wcześniej niezainwentaryzowanych projektach (elektrowni, elektrociepłowni i spalarni odpadów komunalnych, instalacji do produkcji metanolu czy też instalacji do oczyszczania i skraplania gazu) zawiera się w przedziale od 80 do ponad 90%.

Nie odbiega to istotnie od przedziałów wartości scharakteryzowanych w poprzednim etapie przedsięwzięcia (Wójcicki i in., 2021), zintegrowanych po ich weryfikacji i ewentualnej aktualizacji w bazie (**Załącznik A** do kompleksowego raportu, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole „% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO<sub>2</sub>”).

Biorąc pod uwagę wszystkie te informacje można podać, że w przypadku elektrowni zintegrowanej z instalacją CCS jest to zwykle udział rzędu **90-95%**, najczęściej około 90%, rzadziej mniejszy, przy czym zintegrowany z instalacją CCS może być jeden lub więcej bloków, a nie cała elektrownia, względnie część produkowanego strumienia CO<sub>2</sub> może być utylizowana w zintegrowanej z elektrownią instalacji przemysłowej do produkcji gazu syntezowego/wodoru/gazu syntetycznego. Natomiast w przypadku instalacji do produkcji paliw syntetycznych, zależnie od technologii, wychwytywane jest od **50%** (do ponad **99%** CO<sub>2</sub> wytworzonego w procesach gazyfikacji węgla. W instalacjach do produkcji wodoru, zależnie od stosowanej technologii, wychwytywane jest od **79%** do ponad **94%**



wytworzonego strumienia dwutlenku węgla. W zakładach chemicznych (produkujących amoniak, nawozy sztuczne, etanol) wychwytywane jest zwykle **90-99%** produkowanego CO<sub>2</sub>. Natomiast w instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego może być wychwytywane od **75%** do praktycznie **100%** produkowanego CO<sub>2</sub>.

Należy ponadto nadmienić, że w przypadku instalacji o ujemnej emisji (BECCS – bioenergia wraz z CCS; wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla wytworzonego z fermentacji i/lub spalania biomasy, co powoduje eliminację węgla zawartego w biomasie z cyklu węglowego), w przeciwieństwie do wychwytywania emisji CO<sub>2</sub> ze spalania paliw kopalnych, udział ten może „księgowo” przekraczać 100%. Brak jest danych liczbowych na ten temat w przypadku dużych projektów demonstracyjnych i komercyjnych (tzn. osiągających co najmniej 0,4 mln ton CO<sub>2</sub>/rok), jedynie w projekcie komercyjnym w skali pilotażowej Arkalon CO<sub>2</sub> Compression Facility, USA (produkcja etanolu) podana jest wartość 130% netto. Podobna sytuacja może mieć miejsce w przypadku wychwytywania i składowania CO<sub>2</sub> bezpośrednio z powietrza (DAC), gdzie eliminowany z cyklu węglowego jest węgiel (dwutlenek węgla) występujący w powietrzu.

Natomiast udział dwutlenku węgla w składzie wychwytywanego strumienia w ww. 4 (nowych lub zakończonych, niezainwentaryzowanych wcześniej) dużych projektów zawiera się w przedziale 95-99%.

Wielkości te zawierają się w przedziale wartości scharakteryzowanym w poprzednim etapie przedsięwzięcia (Wójcicki i in., 2021), zintegrowanych po ich weryfikacji i ewentualnej aktualizacji w bazie (**Załącznik A** do opracowania kompleksowego raportu, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole "% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO<sub>2</sub>”), wynoszącym od **90%** do blisko **100%**, rzadziej znacznie mniejszym od 90% jeśli np. zatłacza do złoża gazu ziemnego gaz kwaśny zamiast strumienia dwutlenku węgla.

Nowe dostępne informacje na temat na temat **składu wychwytywanego strumienia** udało się jedynie zebrać dla wcześniej niezainwentaryzowanego i już zakończonego projektu Cranfield Project, który wykorzystywał dwutlenek węgla pochodzący z naturalnej akumulacji.

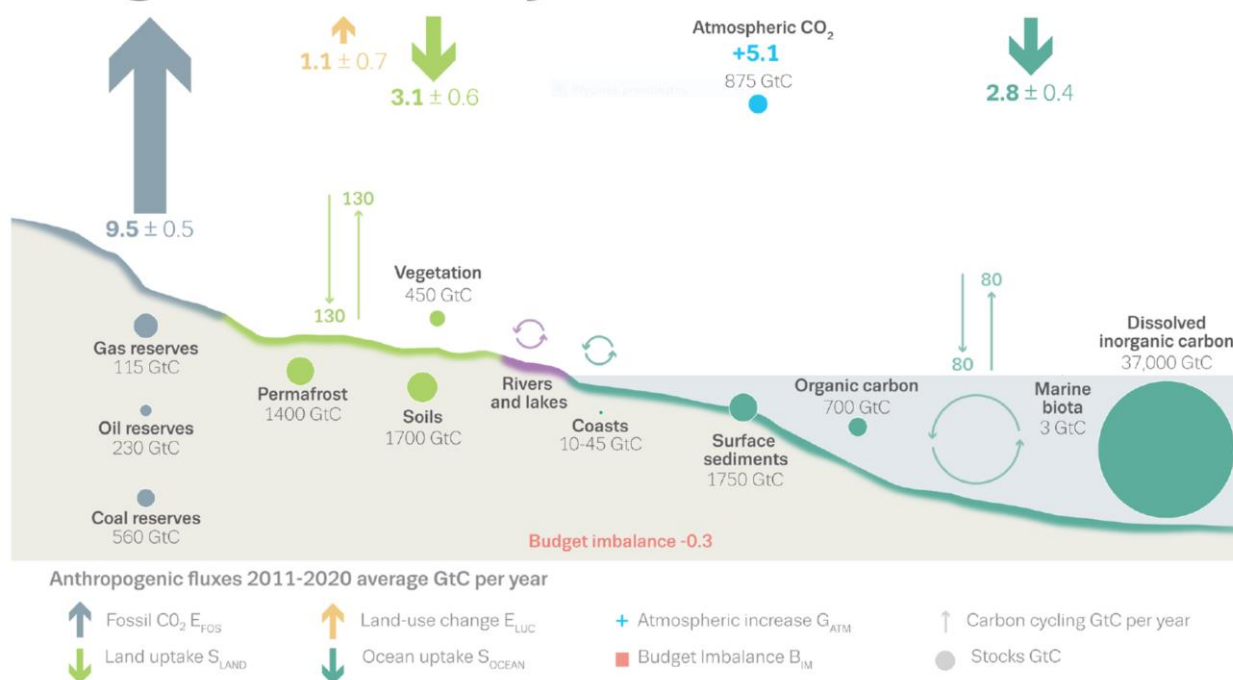
Biorąc pod uwagę powyższe informacje oraz informacje zgromadzone we wcześniejszym etapie (Wójcicki i in., 2021), można powiedzieć, że w przypadku instalacji energetycznych (wychwytywanie przed i po spalaniu) zdecydowanie przeważa dwutlenek węgla (zwłaszcza przy wychwytywaniu po spalaniu), a główną domieszkę stanowi azot. W przypadku instalacji do produkcji paliw syntetycznych najpoważniejszą domieszkę stanowi metan, następnie siarkowodór i tlenek węgla. Strumień z instalacji do produkcji wodoru charakteryzuje się zdecydowaną przewagą dwutlenku węgla, a domieszkami są tu azot, wodór, metan i tlenek węgla. W przypadku zakładów chemicznych, w tym produkcji nawozów sztucznych,

zawartość dwutlenku węgla w wychwytywanym strumieniu jest również wysoka, a domieszki stanowią azot, metan, tlenek węgla i wodór. Strumień z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego zawiera, w rozmaitych proporcjach, dwutlenek węgla, siarkowodór i metan oraz ewentualnie niewielkie ilości azotu. Strumień z przykładowej rafinerii ropy naftowej charakteryzuje się wysoką zawartością dwutlenku węgla oraz domieszkami wodoru, tlenu węgla i metanu, zaś z naturalnej akumulacji dwutlenku węgla – wysoką zawartością tego gazu, domieszką metanu oraz niewielką ilością azotu i siarkowodoru.

## Obieg węgla w przyrodzie

Według najnowszego raportu dotyczącego globalnego cyklu węglowego (Friedlingstein i in., 2022; **Rys. 2.1**) naturalny obieg węgla w ciągu roku obejmuje ok. 210 GtC (mld ton węgla), czyli ok. 750 Gt (mld ton) CO<sub>2</sub>.

### The global carbon cycle



**Rys. 2.1** Bilans globalnego cyklu węglowego, według Friedlingstein i in., 2022.

Natomiast emisje antropogeniczne ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych wynoszą blisko 10 GtC/rok. Dodatkowo wielkoprzemysłowa hodowla zwierząt emituje 44% światowej emisji metanu (30-krotnie silniejszego od CO<sub>2</sub> gazu cieplarnianego), stanowiąc w sumie 14,5% światowych emisji gazów cieplarnianych (więcej niż cały transport). Do tego dochodzą emisje netto rzędu 1,1 GtC/rok wynikające

z użytkowania ziemi przez człowieka (orka, produkcja ryżu), które coraz słabiej są równoważone przez lasy w wyniku ich wycinki i degradacji. Autorzy raportu (Friedlingstein i in., 2022) szacują, że w skali dekady około połowy antropogenicznego dwutlenku węgla może być pochłaniane przez ekosystemy lądowe i morskie (oraz inne procesy zachodzące w przyrodzie), natomiast przyroda nie jest w stanie wchłonąć, przynajmniej w perspektywie krótkoterminowej, całości emisji antropogenicznych, co powoduje, że aktualnie zawartość dwutlenku węgla w atmosferze wzrasta o ok. 0,6%/rok (o ok. 5,1 GtC/rok, czyli o ponad 18,5 Gt CO<sub>2</sub> rocznie). Emisja z wulkanów jest szacowana na ok. 0,1 GtC/rok, czyli jest o dwa rzędy wielkości mniejsza od emisji antropogenicznych, co wskazuje na gigantyczne tempo emisji antropogenicznych, porównywalnych do emisji wielkich prowincji wulkanicznych, które miały miejsce zaledwie kilkukrotnie w historii fanerozoiku i wiązały się z wielkimi wymieraniami (Capriolo i in., 2022). Obecna działalność wulkaniczna jest nieporównanie słabsza. Natomiast w biosferze, hydrosferze i górotworze są zmagazynowane daleko większe ilości pierwiastka węgla (**Rys. 2.1**).

## **Porównanie skali i przedziałów czasowych występujących w epizodach naturalnych emisji CO<sub>2</sub> w przeszłości geologicznej z emisją antropogeniczną od początku ery przemysłowej i emisją wychwytywaną przez instalacje CCS**

### **Zmiany stężeń dwutlenku węgla i temperatur w geologicznej przeszłości**

Podstawowym dodatkowym („zewnątrznym” wobec procesów biologicznych) źródłem węgla w przeszłości geologicznej była aktywność tzw. wielkich prowincji wulkanicznych, o gigantycznych emisjach gazów, zupełnie nieporównywalnych ze współczesnymi. Związki węgla o zwiększonej zawartości lekkiego izotopu <sup>12</sup>C nie pochodzą z degazyfikacji samej magmy, a z metamorfizmu kontaktowego (pyrolizy) – spiekania starszych utworów węglowych, co miało miejsce np. w przypadku węglonośnej formacji Karoo, spiekanej przez intrudującą w nie magmę we wczesnej jurze (Sell i in., 2014). Zwykle w materii organicznej jest znacznie więcej izotopu cięższego (<sup>13</sup>C), ale metanogeneza (proces biogenicznego powstawania metanu ze szczątków organicznych) prowadzi do frakcjonowania izotopów, przez co biogeniczny metan zawarty w hydratách czy wiecznej zmarzlinie jest wyjątkowo bogaty w izotop lekki (<sup>12</sup>C). Przekroczenie pewnego stopnia nagrzania oceanów prowadziło do jego uwolnienia, wzbogacając atmosferę i hydrosferę w lekki izotop <sup>12</sup>C. Również procesy rozkładu materii organicznej na lądach (przyspieszane rosnącą temperaturą) dostarczają dużych ilości metanu i dwutlenku węgla, wzbogaconych w lżejszy <sup>12</sup>C. CO<sub>2</sub> zawierający lekki izotop jest znacznie chętniej absorbowany w procesie fotosyntezy przez rośliny. Fluktuacje emisji gazów cieplarnianych wiążą się więc ściśle ze zmianami stosunków izotopowych

węgla w obiegu przyrodniczym. Zawartość CO<sub>2</sub> (głównie z izotopową sygnaturą <sup>12</sup>C) w atmosferze rosła, osiągając zakresy kilkakrotnie wyższe od obecnych. Wpływało to bezpośrednio na klimat, który był w przeszłości geologicznej znacznie cieplejszy niż w ostatnim, stosunkowo chłodnym okresie w ostatnich 2 milionów lat.

### **Toarckie oceaniczne wydarzenie anoksyczne (TOAE)**

W tym okresie nastąpiła raptowna zmiana klimatu na znacznie cieplejszy i wilgotniejszy po wcześniejszej stosunkowo chłodnej fazie późnego pliensbachu i najwcześniejszego toarku. Tłem i czynnikiem spustowym całego procesu uwalniania gazów cieplarnianych i generalnych zmian klimatu we wczesnym toarku była aktywność wulkaniczna w prowincji Karoo-Ferrar w południowej Afryce, południowej części Ameryki Południowej i na Antarktydzie (wtedy jeszcze połączonych). Stworzyło to samonapędzający się poprzez sprzężenia zwrotne mechanizm spirali gwałtownego globalnego ocieplenia (Dera i Donnadiu, 2012). Ponadto potwierdzono w systemie atmosferycznym cykliczny charakter zmian  $\delta^{13}\text{C}$  (i temperatur) spowodowany gwałtownymi, synchronicznymi ekspulsjami lekkiego izotopu węgla do wód oceanicznych i do atmosfery. Ekspulsje te można korelować z cyklami orbitalnymi o częstotliwości około 100 000 lat (ekspulsje mogły trwać znacznie krócej niż poszczególne cykle – 100 000 lat odpowiada rozdzielczości stosowanych metod w tym okresie przeszłości geologicznej), było takich cykli 5 w czasie występowania całego zaburzenia cyklu węglowego (ok. 500 000 – 600 000 lat). Cykl 100 000 lat wiąże się z dominującym tzw. cyklem ekscentryczności orbity Ziemi. Mechanizm powtarzalnych zmian klimatu polegał na cyklicznej, szczególnie wzmożonej degazyfikacji hydratów (klatratów) metanu den oceanicznych i rozkładem materii organicznej na łądach. Pewne znaczenie mogły mieć zmiany układu prądów oceanicznych. Wykazano także związek cykli węglowych (klimatycznych) z narastającą frekwencją wilgocio- i ciepłolubnej roślinności (Hesselbo i Pieńkowski, 2011). Zmiany temperatury wiązały się też z transgresjami morza – początkowo mogło być to związane z topnieniem lodów przy biegunach, a potem z ciepłą rozszerzalnością wody. Potwierdzono korelacje zinterpretowanych zmian poziomu morza (Pieńkowski, 2004) z fluktuacjami cyklu węglowego i klimatu (Hesselbo i Pieńkowski, 2011; Pieńkowski i in., 2020). Supercieplarniane warunki wiązały się ze zwiększeniem tempa wietrzenia i nasileniem cyklu hydrologicznego, co skutkowało zwiększoną erozją i dostawą materiału osadowego do basenów. To z kolei napędzało użyźnianie wód morskich, prowadząc do zakwitów sinicowo-glonowych i anoksji. Fotosynteza i sekwestracja węgla w osadach dennych pozbawionych tlenu stopniowo usuwały CO<sub>2</sub> z atmosfery, a dodatkowym choć dłużej działającym czynnikiem (długi cykl węglowy) było wietrzenie glinokrzemianów, wiążące CO<sub>2</sub>. (Ullmann i in., 2020). Po okresie cieplarnianym klimat wracał więc do stanu równowagi znacznie dłużej, niż trwało jego ocieplenie.

Dodatkowo, identyfikacja cykli geochemicznych pozwoliła uzyskać wysoką rozdzielczość chronostratygraficzną (co 100 000 lat) utworów, których dotychczasowa biostratygrafia była wysoce nieprecyzyjna. Korelacje geochemiczno-klimatyczno-eustatyczne w Polsce mają fundamentalne znaczenie dla ew. składowania dwutlenku węgla w strukturach geologicznych, gdyż dowodzą izochroniczności i tym samym integralności litostratygraficznej (przestrzennej rozciągłości litologicznej) najważniejszej mułowcowej formacji uszczelniającej głównego dolnojurskiego systemu sekwestracyjnego w Polsce (formacji ciechocińskiej). Tym samym, stanowią argument wskazujący na bezpieczeństwo metody CCS (Pieńkowski, 2015). Dodatkowo, wykształcenie całej serii dolnej jury w Polsce pozwala na wielopiętrową sekwestrację CO<sub>2</sub>, co zwielokrotniłoby pojemności i możliwości dłuższego wykorzystania do sekwestracji poszczególnych struktur geologicznych, istotnie redukując koszty i zwielokrotniając wydajność metody CCS.

### **Paleoceńsko–eoceneskie optimum klimatyczne**

Paleoceńsko–eoceneskie optimum klimatyczne (ang. „Palaeocene–Eocene Thermal Maximum”, w skrócie PETM) jest jednym z najbardziej znanych kryzysów cieplarnianych w historii geologicznej, w trakcie którego doszło do podniesienia średniej temperatury na Ziemi o 4-7°C (zależnie o szacunków; Dunkley Jones i in., 2013; Schmidt i Frank, 2019). Wiązane jest ono z gwałtowną emisją gazów cieplarnianych (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>) do atmosfery na skutek: działalności wulkanicznej (Svensen i in., 2004; Storey i in., 2007; Gutjahr i in., 2017), rozkładu podmorskich klatratów metanu (Dickens i in., 1995; Matsumoto, 1995), rozkładu lądowej materii organicznej (Kurtz, i in., 2003) lub uderzenia bolidu pozaziemskiego (Kent i in., 2003; Cramer i Kent, 2005; Schaller i in., 2016). Niezależnie od źródła gazów cieplarnianych obliczenia przeprowadzone w oparciu o zmiany składu izotopowego węgla w profilach osadowych, notowane zmiany temperatur wód oceanicznych i wskaźniki poziomu CO<sub>2</sub> w atmosferze wskazują na bardzo szybkie, w skali czasu geologicznego, uwolnienie w trakcie PETM dużych ilości węgla do systemu oceaniczno-atmosferycznego.

Okres wytworzenia się tzw. negatywnego wydarzenia węglowego (wzrostu zawartości izotopu <sup>12</sup>C i obniżenia udziału izotopu węgla <sup>13</sup>C), utożsamiany z nadejściem PETM, szacowany jest jednak dość różnie, w skali czasu bezwzględnego, od ok. 750 do ok. 30 000 lat, przy czym najnowsze szacunki mówią o przedziale czasowym raczej nieprzekraczającym 5 000 lat (Röhl i in., 2007; Murphy i in., 2010; Wright i Schaller, 2013; Turner i Ridgwell, 2016; Schmidt i Frank, 2019), zaś całość PETM, do okresu powrotu do niższego poziomu gazów cieplarnianych i chłodniejszych warunków klimatycznych w wyniku działania tzw. długiego cyklu węglowego na około 170 000 lat (Röhl i in., 2007; Wright i Schaller, 2013). Chociaż długość okresu początkowego PETM i przejścia od klimatu chłodniejszego do maksimum ocieplenia warunkuje szacowaną wielkość rocznej emisji węgla do atmosfery,

z uwagi na długi okres retencji CO<sub>2</sub> w układzie atmosfera-hydrosfera, w wielu rozważaniach naukowych i modelach klimatycznych przyjmuje się tzw. „emisję punktową”. Należy zaznaczyć, że w najnowszych pracach (Wright i Schaller, 2013; Turner i Ridgwell, 2016) autorzy przyjmują również coraz krótszy okres nadejścia PETM tj. nawet ok. 1000 lat.

Rozważania oparte na zaburzeniach obiegu węgla, notowanych w zapisie izotopowym materii organicznej i morskich węglanów oraz modelowania klimatyczne wskazują, że PETM rozpoczęło się wraz z emisją do atmosfery od ok. 3 000 do ok. 10 000 Gt węgla (Wright i Schaller, 2013; Zeebe i in., 2009; Meissner i in., 2014). Emisja ta spowodowała prawdopodobnie dodatkowe, wtórne emisje gazów cieplarnianych na skutek sprzężeń zwrotnych istniejących na Ziemi. Zakłada się również, że spowodowała ona wzrost (przynajmniej o połowę) zawartości CO<sub>2</sub> w atmosferze, od początkowej wartości, która jest na ogół przyjmowana jako 500–1000 ppm (Zeebe i in., 2009; Meissner i in., 2014), do nawet powyżej 1500 ppm. Należy jednak zaznaczyć, że niektórzy autorzy sugerują możliwość wystąpienia PETM przy dużo niższej zawartości CO<sub>2</sub> w atmosferze, rzędu zaledwie 1000 ppm (Cui i Schubert, 2017). Aczkolwiek Gutjahr i in. (2017) uważają, że emisja węgla w trakcie PETM może być niedoszacowana na skutek dopływu ciężkiego izotopowo węgla pochodzenia wulkanicznego, który słabiej się zaznacza w osadowych profilach izotopowych. Interesujący jest fakt, że generalnie przyjmowana wielkość emisji węgla w trakcie tego wydarzenia, może zostać osiągnięta na skutek spalania paliw kopalnych przez człowieka przez najbliższe 250-950 lat, przy zachowaniu obecnego poziomu emisji (w praktyce w okresie znacznie krótszym, gdyż działalność ta już przyczynia się do uruchamiania sprzężeń zwrotnych (np. rozmarzanie wiecznej zmarzliny i uwalnianie zawartego w niej metanu), a podobne czynniki mogą ulec jeszcze bardziej gwałtownemu przyspieszeniu, np. poprzez „pełnoskalowe” uwolnienie węgla z hydratów (klatratów) metanu.

Sumaryczny przedział czasowy epizodu związanego ze spalaniem (i stosowaniem) paliw kopalnych przez naszą cywilizację technologiczną byłby w takim przypadku porównywalny z długością minimalnego szacowanego okresu trwania negatywnego wydarzenia węglowego zapoczątkowującego PETM. Podobnie wyglądają porównania dla poszczególnych epizodów toarckiego oceanicznego wydarzenia anoksydacyjnego, a także inicjalnego epizodu wielkiej prowincji wulkanicznej centralnego Atlantyku u schyłku triasu (Ruhl i in. 2011).

## **Wnioski**

Emisja rzędu 3 000 GtC przy utrzymującym się obecnie tempie emisji węgla ze spalania paliw kopalnych (i innych procesów przemysłowych) przez człowieka (ok. 10 GtC/rok = około 36 Gt CO<sub>2</sub>/rok; Friedlingstein i in., 2022) może zostać osiągnięta w czasie najbliższych 300 lat (lub krótszym, jeśli tempo emisji wzrośnie; nie uwzględnia to dotychczasowych emisji

- od początku ery przemysłowej). Wielkość ta jest możliwa do osiągnięcia tylko ze spalania udokumentowanych i prognostycznych zasobów paliw kopalnych (tzn. nie uwzględnia emisji rolniczych i hodowlanych). Z kolei emisja wychwytywana (lub przewidziana do wychwytywania w najbliższych latach) przez instalacje CCS jest rzędu 0,04-0,28 Gt rocznie (patrz wyżej – początek rozdziału 2.1), co jest na razie bardzo małą wielkością w porównaniu z aktualną globalną emisją antropogeniczną ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych (około 36 Gt CO<sub>2</sub>/rok; Friedlingstein i in., 2022). Natomiast aktualna globalna roczna emisja antropogeniczna jest zapewne tego samego rzędu wielkości co naturalne emisje, jakie wiązały się z epizodami gwałtownego (w skali geologicznej) uwalniania się dwutlenku węgla w okresie PETM i być może TOAE, z tym, że szacowane dla nich przedziały czasowe trwania wydarzeń węglowych i sumaryczne wielkości emisji obciążone są znaczną dozą niepewności. W epizodach tych efekt cieplarniany wywołany wielkoskalowym wulkanizmem związany był w istotnej części ze sprzężeniami zwrotnymi, w tym przede wszystkim z rozkładem oceanicznych hydratów (klatratów) metanu, utleniającego się szybko do dwutlenku węgla. Jeśli działalność człowieka przyczyni się do uwolnienia węgla z hydratów (klatratów) metanu to może to spowodować w nieodległej przyszłości kolejny epizod supercieplarniany, na miarę PETM i TOAE. Skierowałoby to Ziemię na trajektorię planety cieplarnianej, na której życie ssaków na otwartej przestrzeni większości globu stałoby się niemożliwe (Sherwood i Huber, 2010).

## **Podsumowanie**

W instalacjach CCS i CCUS jest na ogół wychwytywana, względnie utylizowana, niemal całość emisji rozpatrywanej instalacji energetycznej lub przemysłowej, a więc skuteczność technologii w skali lokalnej jest tu wysoka.

Skład strumienia zależy generalnie od typu instalacji i stosowanej technologii, jednakże takie informacje były dostępne w przypadku jedynie niewielkiej części aktualnie realizowanych lub przewidzianych do realizacji projektów CCS na świecie (funkcjonujących, uruchamianych, w budowie/realizacji, na etapie prac studialnych lub zarzuconych).

Projekty CO<sub>2</sub>-EOR wykorzystujące dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) nie przyczyniają się bezpośrednio do ograniczania emisji dwutlenku węgla na świecie – zostały one scharakteryzowane z uwagi na fakt, że doświadczenia wyływające z ich realizacji i częściowo także wybudowana dla nich infrastruktura przesyłowa (w Ameryce Północnej) zostały wykorzystane w projektach CCS/CCUS wykorzystujących dwutlenek węgla otrzymany ze spalania paliw kopalnych oraz innych procesów przemysłowych.

Natomiast jeśli chodzi o skuteczność i przydatność technologii CCS w zakresie ograniczania antropogenicznych emisji dwutlenku węgla na świecie to, jak wspomniano wyżej, w ramach wszystkich aktualnie funkcjonujących projektów CCS na świecie wychwytywane jest lub możliwe do wychwytywania maksymalnie około 40 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie (wartość maksymalna odnosi się do instalacji przemysłowych pracujących z pełną mocą, co na ogół nie zdarza się w przypadku wszystkich instalacji naraz). Jeśli dodamy do tego instalacje znajdujące się aktualnie w fazie uruchomienia, budowy/realizacji oraz prac studialnych to otrzymamy kolejne 140-240 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie, w sumie 180-280 mln ton CO<sub>2</sub> rocznie (zakres wartości wynika z faktu, że dla niektórych projektów podawane są przedziały odnoszące się do ich dalszej rozbudowy).

Aktualna emisja antropogeniczna dwutlenku węgla na świecie związana ze spalaniem paliw kopalnych i innymi procesami przemysłowymi wynosi około **36 Gt CO<sub>2</sub>/rok**, a wraz z emisjami netto z użytkowania i zmian użytkowania ziemi około **40 Gt CO<sub>2</sub>/rok**, co daje około **5%** naturalnego obiegu dwutlenku węgla, z czego jedynie około połowy może być obecnie wchłonięte przez naturalne procesy przyrodnicze (Friedlingstein i in., 2022). Natomiast całkowita emisja dwutlenku węgla od początku ery przemysłowej to ponad **2 000 Gt**, zaś omawiane wyżej epizody supercieplarniane w przeszłości geologicznej wiązały się z uwolnieniem ekwiwalentu **10 500 – 35 000 Gt ton CO<sub>2</sub>**, przy czym najistotniejszym czynnikiem było w nich uwolnienie węgla z hydratów (klatratów) metanu.

Biorąc pod uwagę powyższe informacje, można oszacować, że wszystkie projekty CCS/CCUS, które funkcjonują obecnie oraz mogą zacząć funkcjonować w najbliższych latach, mogą przyczynić się do redukcji antropogenicznych emisji CO<sub>2</sub> na świecie o wielkość najwyżej **0,8%**, a więc ich przydatność i skuteczność w zakresie ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> wydaje się w tej chwili znikoma. Aby ten udział był znaczący, niezbędne byłoby funkcjonowanie na świecie nie dziesiątek, ale setek lub nawet tysięcy dużych instalacji CCS/CCUS.

Teoretycznie funkcjonowanie w analogicznej perspektywie czasowej ok. 100 dużych projektów CCS/CCUS w Polsce zapewniłoby redukcję antropogenicznych emisji CO<sub>2</sub> o wartość odpowiadającą aktualnej emisji wszystkich krajowych instalacji energetycznych i przemysłowych objętych systemem ETS (ponad 150 mln ton CO<sub>2</sub>/rok, w czym ok. 70% przypada na elektrownie i elektrociepłownie; strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#) oraz [Rejestru Unii Europejskiej \(ETS\)](#)).



## **3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska**

### ***3.1 Sprawozdanie***

W okresie od stycznia 2021 r. do czerwca 2022 roku przeanalizowano, w oparciu o wytyczne odnośnie wdrażania dyrektywy w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#)), analogicznie jak w poprzednich etapach (Wójcicki i in., 2021) dostępne informacje charakteryzujące warunki geologiczne składowania CO<sub>2</sub> oraz główne czynniki ryzyka i/lub sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania dla **21** nowych lub wcześniej niezinventaryzowanych projektów, względnie projektów wcześniej zinwentaryzowanych dla których znaleziono w tym okresie nowe dane.

W przypadku wielu nowych projektów nie zawsze były dostępne informacje wystarczające do przeprowadzenia tych analiz zgodnie z ww. wytycznymi. W sumie w bieżącym etapie zinwentaryzowano 72 nowe projekty, a potrzebne informacje były dostępne tylko dla 18 nowych (z których część ma wykorzystywać te same składowiska) oraz 1 wcześniej niezinventaryzowanego i 2 wcześniej zinwentaryzowanych, dla których doszły nowe dane. Rozpatrywane projekty znajdowały się na różnych etapach realizacji, tzn. funkcjonowania, rozruchu, budowy/realizacji oraz prac studialnych czy też koncepcji, z czego m.in. wynikał rozmaity stopień rozpoznania istniejących lub planowanych składowisk dwutlenku węgla w przypadku poszczególnych projektów. Szereg projektów zostało w trakcie realizacji niniejszego przedsięwzięcia anulowanych lub wstrzymanych (i niektóre stawały się ponownie aktywne lub definitywnie anulowane), pojawiło się też wiele nowych projektów. Bazowano na dostępnych informacjach (gromadzonych i/lub aktualizowanych na bieżąco), w tym informacjach i publikacjach Global CCS Institute dostępnych na stronie tej organizacji (tzn. punktem startowym do analiz była strona [www.GlobalCCSInstitute](http://www.GlobalCCSInstitute) oraz zamieszczone tam raporty roczne – ostatnio za rok 2021 – [Global Status of CCS, 2021](#)).

### **Warunki geologiczne i czynniki ryzyka dla zinwentaryzowanych projektów CCS**

W ramach prac zgromadzono m.in. informacje na temat wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, jak również informacje dotyczące analiz ryzyka wiążącego się ze składowaniem CO<sub>2</sub> w rozpatrywanych strukturach

geologicznych. Podstawowe informacje dotyczące tych projektów zawarte są w bazie (**Załącznik A** do kompleksowego raportu; pola "KRÓTKI OPIS PROJEKTU", "KONFLIKTY INTERESÓW" i "UWAGI"), natomiast bardziej szczegółowe informacje, dotyczące zagadnień bezpieczeństwa składowania CO<sub>2</sub> zamieszczone są w **Załączniku B** do kompleksowego raportu. Informacje te były często, w zależności od projektu, mniej lub bardziej fragmentaryczne.

W analizach tych skupiono się w szczególności na projektach, w których wykorzystuje się (przewiduje do wykorzystania) składowanie w poziomach solankowych. Dostępne informacje na temat projektów ze składowaniem w szcerpanych złożach węglowodorów (w tym do złóż ropy, gdzie dopiero po zakończeniu procesów wspomaganego wydobycia ropy przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR) mamy permanentne składowanie dwutlenku węgla) są na ogół bardzo ogólne, a jednocześnie opcja ta generalnie wiąże się z mniejszym ryzykiem geologicznym niż składowanie w poziomach solankowych.

W związku z powyższym przeanalizowano w szczególności dostępne informacje (**Załącznik B** do kompleksowego raportu) dla niżej wymienionych projektów, w których wykorzystuje się składowanie w poziomach solankowych (lub przewiduje się/przewidywano m.in. wykorzystanie tej opcji).

W przypadku **1** projektu (zakończonego, niegdyś funkcjonującego (niezinwentaryzowanego wcześniej):

- Cranfield Project, USA;

W przypadku **2** nowych projektów w budowie/realizacji, aktywnych:

- Copenhill (Amager Bakke) Waste to Energy CCS, Dania;
- One Earth Energy Facility Carbon Capture, USA;

W przypadku **8** projektów na etapie prac studialnych, aktywnych:

- 3 projekty klastra Acorn, Wielka Brytania, które mają wykorzystywać to samo składowisko: Acorn CCS (wcześniej zinwentaryzowany), Acorn Direct Air Capture Facility (nowy) i Acorn Direct Air Capture Facility (nowy);
- 4 projekty klastra Net Zero Teesside, Wielka Brytania, które mają wykorzystywać to samo składowisko Net Zero Teesside – BP H2Teesside, Net Zero Teesside - Suez Waste to Energy CCS, Net Zero Teesside - NET Power Plant i Net Zero Teesside - CCGT Facility (wcześniej zinwentaryzowany);
- Polaris CCS Project, Kanada;

W sumie daje to **11 projektów**, w których wybrano składowanie w poziomach solankowych jako jedyną opcję składowania, albo jedną z opcji (obok składowania w sczerpanych złożach węglowodorów), albo jest ono rozpatrywane jako jedna z możliwości i są dla nich dostępne informacje na temat warunków geologicznych dla składowania CO<sub>2</sub> (o różnym stopniu szczegółowości), czasami też informacje dotyczące oceny ryzyka składowania. Dla wielu nowych projektów nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz, albo są to projekty, które mają wykorzystywać składowiska innych projektów/klastrów (np. norweskiego klastra Langskip/Northern Lights, który ma udostępniać infrastrukturę transportu i składowania dla szeregu projektów zlokalizowanych w rejonie Morza Północnego i Morza Bałtyckiego).

Spośród projektów w poziomach solankowych klasyfikację ryzyka przeanalizowano jedynie dla projektu Cranfield Project, USA, gdzie zatłaczano CO<sub>2</sub> do formacji solankowej podścielającej wyeksploatowane złożę ropy, a w rezultacie monitoringu całej struktury stwierdzono szybką odbudowę ciśnienia w warstwie roponośnej i prawdopodobną migrację wód infiltracyjnych do kompleksu składowania).

Należy przy tym wspomnieć, że sposobem na minimalizację ryzyka składowania w przypadku dużych projektów w poziomach solankowych nierzadko była realizacja projektów pilotażowych w coraz to większej skali, dla tej samej lokalizacji i/lub formacji geologicznej. Przykładem może tu być zakończony już projekt pilotażowy Illinois Basin Decatur Project (USA), który był finalnie stosunkowo duży (jak na projekt pilotażowy) i stanowił wstęp do projektu demonstracyjnego Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (USA), który ruszył w 2017 roku.

Poza tym zgromadzono i przeanalizowano dostępne informacje (mniej lub bardziej szczegółowe, najczęściej dość ogólnikowe – głównie dotyczące wyboru miejsc składowania i budowy geologicznej wykorzystywanych/potencjalnych składowisk, w nielicznych przypadkach dotyczące analiz ryzyka składowania; **Załącznik B** do kompleksowego raportu) dla **8 dużych projektów (nowych lub wcześniej niezinventaryzowanych), dla których wybrano jako jedyną opcję składowania w sczerpanych złożach węglowodorów/wspomaganie wydobywania (są to na ogół projekty EOR, rzadziej wykorzystujące sczerpane złoża gazu).** Projekty, dla których rozpatrywane były opcje składowania zarówno w sczerpanych złożach węglowodorów/EOR jak i w poziomach solankowych omówiono wyżej (i również przeanalizowano dla nich, w miarę dostępności informacji, warunki geologiczne składowania CO<sub>2</sub> oraz ryzyka składowania).

W ramach tych prac zgromadzono informacje dla 1 projektu aktualnie funkcjonującego, niezainwentaryzowanego wcześniej:

- Ivanić–Žutica CO<sub>2</sub>-EOR, Chorwacja;

4 nowych projektów w budowie/realizacji:

- Greensand, Dania;
- Humber Zero - Phillips 66 Humber Refinery CCS, Wielka Brytania (oraz projekt Humber Zero – VPI Immingham Power Plant CCS, Wielka Brytania, który ma wykorzystywać to samo składowisko);
- ZERO Carbon Humber - Keadby 3 CCS Power Station, Wielka Brytania.

3 nowych projektów na etapie prac studialnych:

- Dave Johnston Plant Carbon Capture, USA;
- Project Pouakai Hydrogen Production with CCS, Nowa Zelandia;
- Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection, Indonezja;

Z powyższych oraz wcześniej zgromadzonych informacji (Wójcicki i in., 2021; **Załącznik B** do kompleksowego raportu) wynika, że złoża węglowodorów wykorzystywane (lub przewidziane do wykorzystania) w przypadku dużych projektów CCS/CCUS występują zarówno w skałach węglanowych jak i piaskowcach, rzadziej mułowcach. Kompleksy uszczelniające, na ogół kilkuset metrowej miąższości, obejmują, zależnie od projektu, warstwy soli, anhydrytów, łupków (np. Repsol Sakakemang Carbon Capture and Injection, Indonezja) i mułowców (np. Greensand, Dania). Głównym czynnikiem ryzyka może tu być występowanie licznych starych odwiertów, z których znaczna część wymagałaby (w przypadku nieszczelności) ponownego zacementowania.

## **Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania w projektach CCS/CCUS**

Przeanalizowano dostępne informacje na temat monitoringu składowisk dla rozpatrywanych projektów zgromadzone w całym okresie realizacji przedsięwzięcia (**Załącznik A** i **Załącznik B** do kompleksowego raportu; Wójcicki i in., 2021). W oparciu o informacje zebrane we wcześniejszym oraz bieżącym etapie, można stwierdzić, że mniej lub bardziej szczegółowe informacje na ten temat były dostępne głównie w przypadku projektów aktualnie funkcjonujących (15) i zakończonych – niegdyś funkcjonujących (2), w mniejszym stopniu projektów w trakcie uruchamiania (1), w budowie/realizacji (5) i na etapie prac studialnych

(4). Jednakże dla 5 projektów znajdujących się na rozmaitych etapach realizacji informacje takie były bardzo ogólnikowe. Stąd w praktyce było możliwe przeanalizowanie informacji na temat zakresu i celów realizowanego lub planowanego monitoringu w przypadku 22 projektów (spośród ww. 27) wykorzystujących rozmaite opcje składowania.

Z tego 4 projekty obejmują zatłaczanie do formacji solankowych pod dnem morza (Acorn CCS, Wielka Brytania – duży projekt na etapie prac studialnych; Carbonnet, Australia – w budowie/realizacji; Sleipner CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – funkcjonujący; Snøhvit CO<sub>2</sub> Storage, Norwegia – funkcjonujący), 1 do formacji solankowych i/lub szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (Northern Gas Network H<sub>2</sub>1 North of England, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych) oraz 2 do szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (HyNet North West, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych; Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania – anulowany na etapie budowy/realizacji). Kolejne 3 projekty dotyczą składowania CO<sub>2</sub> na lądzie, na obszarach niezamieszkałych, z tego 2 w formacjach solankowych (Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia – funkcjonujący; In Salah CO<sub>2</sub> Storage, Algieria – zamknięty po funkcjonowaniu przez szereg lat, składowanie w formacji solankowej podścielającej złożę gazu) i 1 w szcerpanym złożu ropy naftowej (Uthmaniyah CO<sub>2</sub>-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska). Pozostałe 17 projektów zlokalizowanych jest na lądzie w bliższym lub dalszym sąsiedztwie skupisk ludzkich. Z tego w przypadku 4 projektów opcją składowania są formacje solankowe (Cranfield Project, USA – zakończony, składowanie prowadzono w formacji solankowej podścielającej wyeksploatowane złożę ropy; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA – funkcjonujący; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny – anulowany na etapie prac studialnych; Quest, Kanada – funkcjonujący), 1 – EOR i formacje solankowe (Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada – funkcjonujący) oraz 1 – EOR i/lub formacje solankowe (Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA – w budowie/realizacji), a pozostałe 11 to wyłącznie EOR (Air Products Steam Methane Reformer, USA – funkcjonujący; Century Plant, USA – funkcjonujący; CNPC Jilin Oil Field CO<sub>2</sub> EOR, Chiny – funkcjonujący; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA – funkcjonujący; Ivanić-Žutica CO<sub>2</sub>-EOR – funkcjonujący; Lake Charles Methanol, USA – budowa/realizacja; Lost Cabin Gas Plant, USA – funkcjonujący; Petra Nova Carbon Capture, USA – funkcjonujący; Terrell Natural Gas Processing Plant, USA – funkcjonujący; Texas Clean Energy Project, USA – anulowany na etapie budowy/realizacji; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny – uruchamiany).

Jeśli chodzi o zapisy prawne odnoszące się do nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla to w krajach członkowskich (w tym w Wielkiej Brytanii, będącej do roku 2021 członkiem UE) i stowarzyszonych Unii Europejskiej (w szczególności w Norwegii, Islandii, Lichtensteinie i Szwajcarii) są one zasadniczo

wynikiem wdrożenia do prawa krajowego zapisów Dyrektywy UE 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, w formie ustaw i przepisów wykonawczych (Shogenova i in., 2014).

## 4 - Ocena potrzeby i zasadności dopuszczenia stosowania technologii CCS na skalę przemysłową

### 4.1 Sprawozdanie

W ramach zadania przeanalizowano koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy, mechanizmy wsparcia finansowego.

#### **Koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy**

Wykorzystano, po weryfikacji, analizy wykonane w poprzednim etapie (Wójcicki i in., 2021).

Podkreślono przy tym, że ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) są aktualnie (czerwiec 2022 r.) rzędu **80-90 €/tCO<sub>2</sub>** (strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)), a więc **sa już porównywalne** do globalnych kosztów CCS, lecz pozostaje pytanie na ile rynek uprawnień będzie w najbliższej przyszłości rynkiem stabilnym. Dlatego też można wysnuć wniosek, że realizacja projektów CCS wydaje się na razie być niemożliwa bez dodatkowego dofinansowania, chociaż koszt wdrożenia CCS, nawet po uwzględnieniu inflacji w ciągu ostatniej dekady nie wydaje się już być nieopłacalny.

Natomiast warte szczególnej uwagi są mechanizmy wsparcia projektów CCS/CCUS, wdrażane od niedawna w USA – w tym 45Q Tax Credit (raporty roczne na stronie [www Global CCS Institute](#) [The Global Status of CCS, 2020](#); [Global Status of CCS, 2021](#)), który przyczynił się do „boomu” na projekty CCS/CCUS w USA w ostatnim czasie. 45Q Tax Credit, nazwany jest od odpowiedniego artykułu amerykańskiej ustawy podatkowej dotyczącego odliczeń od podatku dla projektów CCS/CCUS, który wszedł w życie w roku 2008, w roku 2018 wprowadzono znacznie korzystniejsze zapisy, zaś na początku 2021 wdrożono szczegółowe przepisy wykonawcze ([Global Status of CCS, 2021](#)). Przewidziano w nim (Beck, 2020; [Global Status of CCS, 2021](#)) wsparcie dla projektów CCS/CCUS w USA, które osiągną do 1 stycznia 2026 roku etap uruchamiania (realizacji inwestycji pełnego łańcucha CCS), obejmujących składowanie w formacjach solankowych i szcerpanych złożach gazu (składowanie minimum 0,5 mln tCO<sub>2</sub>/rok z elektrowni, minimum 0,1 mln tCO<sub>2</sub>/rok z innych instalacji przemysłowych oraz minimum 0,1 mln tCO<sub>2</sub>/rok dla wychwytywania CO<sub>2</sub> bezpośrednio z powietrza atmosferycznego. Ponadto w grudniu 2020 roku przyjęto US Energy Act of 2020 gdzie przewidziano ponad 6 mld \$ na wsparcie przez US Department of

Energy i Environmental Protection Agency w latach 2021-2025 projektów B&R w zakresie CCS/CCUS ([Global Status of CCS, 2021](#)).



## **5 - Rekomendacje dotyczące dalszych działań w zakresie stosowania technologii CCS na skalę przemysłową**

### ***5.1 Sprawozdanie***

W ramach zadania podsumowano zebrane dotąd informacje i odniesiono je do warunków polskich (rekomendacje odnoszące się do ewentualnego przyszłego stosowania tej technologii, w tym szacunkowe koszty i sposoby zapewnienia bezpieczeństwa składowania).

Jeśli chodzi o możliwości stosowania technologii CCS na skalę przemysłową to istotny jest fakt, że aktualnie funkcjonują 23 duże projekty CCS/CCUS zlokalizowane na terenie USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Norwegii (Morze Północne i Barentsa), ZEA, Brazylii (na morzu), Chorwacji i Kataru. Większość tych projektów obejmuje wspomaganie wydobycia ropy naftowej, co podnosi znacząco opłacalność ekonomiczną, zwłaszcza jeśli dwutlenek węgla pochodzi z procesów przemysłowych takich jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy produkcja nawozów sztucznych, gdzie koszt wychwytu CO<sub>2</sub> jest znacznie niższy niż w przypadku instalacji energetycznych.

### **Analiza wykonalności – zagadnienia ogólne**

Z rozważań przeprowadzonych w rozdziale 4.1 wynika, że w warunkach polskich sens ekonomiczny stosowania technologii CCS na skalę przemysłową wiąże się w pierwszej kolejności z wykorzystaniem sześcanych złóż węglowodorów (z ekonomicznego punktu widzenia najlepiej złóż ropy – CO<sub>2</sub>-EOR, choć krajowy potencjał nie jest tu wielki). Jednakże potencjał składowania CO<sub>2</sub> w sześcanych złożach węglowodorów w Polsce odpowiada około 5 latom emisji z instalacji energetycznych i przemysłowych w naszym kraju (Wójcicki, red., 2013; strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#) oraz [Rejestru Unii Europejskiej \(ETS\)](#)), a ponadto pojemność składowania tych złóż jest przeważnie relatywnie niewielka, wystarczająca jedynie w nielicznych przypadkach na potrzeby przyszłych projektów demonstracyjnych lub komercyjnych średniej wielkości (tzn. składowanie w granicach kilkunastu-kilkudziesięciu milionów ton globalnie) a reszta na potrzeby niedużych projektów demonstracyjnych lub komercyjnych (do 10 mln ton globalnie). Jedynie duże struktury w solankowych poziomach wodonośnych (im większe tym lepiej) zapewniałyby składowanie CO<sub>2</sub> w ramach przyszłych dużych projektów komercyjnych (składowanie CO<sub>2</sub> w ilościach rzędu 100 mln ton i więcej), a ich potencjał wydaje się być wystarczający na kilkadziesiąt lat stosowania technologii CCS (Wójcicki, red., 2013).

## **Analiza wykonalności i bezpieczeństwa stosowania technologii CCS w warunkach polskich, dla wybranych 4 scenariuszy**

Zweryfikowano i zaktualizowano/skorygowano opracowane w poprzednim etapie (Wójcicki i in., 2021) cztery scenariusze/warianty, które dotyczyły instalacji energetycznych o różnych wielkościach wychwytu strumienia dwutlenku węgla, scharakteryzowane poniżej.

Pierwszy scenariusz obejmuje wychwyt, transport i składowanie CO<sub>2</sub> na lądzie w wielkości pośredniej pomiędzy projektem demonstracyjnym CCS PGE Bełchatów a scenariuszem „CCS ready” dla nowych bloków nr 5 i 6 elektrowni Opolo (tzn. pochodzącego z elektrowni opalanej węglem brunatnym), z wykorzystaniem średniej wielkości składowiska w poziomach solankowych.

Drugi scenariusz to składowanie na lądzie w szcerpanym złożu gazu (jednym z największych jak na warunki polskie, jak złoża Żuchłów czy Załęcze-Wiewierz; województwo dolnośląskie), dla strumienia CO<sub>2</sub> takiego jak w przypadku planowanego niegdyś projektu demonstracyjnego CCS PKE/ZAK Kędzierzyn, odpowiadającego emisji szeregu elektrowni na obszarze Górnego Śląska (opalanych węglem kamiennym). Trzeci wariant to składowanie ze wspomaganie wydobywania węglowodorów w (częściowo) szcerpanym złożu ropy na lądzie (największym jak na warunki polskie – chodzi o złoża węglowodorów w rejonie bloku Gorzowa w NW Polsce, w szczególności o eksploatowane od dłuższego czasu złożo BMB), dla strumienia CO<sub>2</sub> odpowiadającego emisji niedużej elektrowni (albo jednego bloku większej elektrowni) lub większej elektrociepłowni (opalanych węglem kamiennym).

Ostatni, czwarty scenariusz, to składowanie ze wspomaganie wydobywania węglowodorów w szcerpanym złożu ropy naftowej na morzu (największym jak na warunki polskie – chodzi o złoża węglowodorów we wschodniej części polskiej strefy ekonomicznej Bałtyku, w szczególności o eksploatowane od dłuższego czasu złożo B 3) dla strumienia CO<sub>2</sub> odpowiadającego emisji elektrociepłowni średniej wielkości.

Niezwykle istotny z punktu widzenia wykonalności składowania jest fakt, że w świetle obowiązującej ustawy Pgg (prawo geologiczne i górnicze) dopuszczalne jest (permanente) geologiczne składowanie dwutlenku węgla wyłącznie w ramach projektów demonstracyjnych (Art. 21 ust. 1a ustawy Pgg). Sytuacja projektów CO<sub>2</sub>-EOR nie jest do końca jasna, ponieważ o permanentnym składowaniu możemy mówić dopiero po zakończeniu wydobywania węglowodorów. Zapisy ustawy Pgg aktualnie nie regulują zatłaczania CO<sub>2</sub> do złoża węglowodorów w trakcie jego eksploatacji (podczas której część zatłoczonego dwutlenku węgla zostanie wydobyta wraz z węglowodorami, oddzielona i ponownie zatłoczona, jednocześnie śladowe ilości CO<sub>2</sub> uciekną przy tym do atmosfery).

Natomiast w ramach aktualnie procedowanej nowelizacji prawa geologicznego i górniczego, obejmującej m.in. zagadnienia geologicznego składowania i wykorzystania dwutlenku węgla (Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw: [nowelizacja Pgg](#)) przewidziano zniesienie wymogu mówiącego, że geologiczne składowanie dwutlenku węgla dopuszczalne jest wyłącznie w ramach projektów demonstracyjnych, a tym samym ograniczeń w zakresie wielkości projektów (tzn. dolnej granicy). Ponadto przewidziano możliwość łączenia eksploatacji złóż węglowodorów z zatłaczaniem i składowaniem dwutlenku węgla. Jednocześnie uproszczono fazę poszukiwania, rozpoznania i udokumentowania składowiska dwutlenku węgla – zamiast dotychczas funkcjonującej w zapisach Pgg koncesji na poszukiwanie i rozpoznanie składowiska przewiduje się wykonywanie prac polowych na podstawie projektów robót geologicznych. Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw ([nowelizacja Pgg](#)) do tej pory (czerwiec 2022 r.) przeszedł konsultacje resortowe i publiczne oraz opiniowanie, nie został jednak jeszcze zaakceptowany przez właściwe komitety Rady Ministrów. Zapewne jego procedowanie będzie trwało do końca 2022 roku. Natomiast nie zostały do tej pory upublicznione projekty nowych rozporządzeń, stanowiących przepisy wykonawcze w przedmiotowym zakresie. Stąd obowiązują dotychczasowe rozporządzenia, w szczególności dwa omówione poniżej, które stanowiły do tej pory w praktyce poważne utrudnienie dla realizacji projektów CCS/CCUS w naszym kraju.

W chwili obecnej obowiązuje rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (Dz.U. 2014 poz. 1272). W rozporządzeniu podany jest obszar zbiornika kambryjskiego położony w północno-wschodniej części polskiej strefy ekonomicznej na Morzu Bałtyckim, obejmujący dwa eksploatowane złoża węglowodorów – ropy naftowej i gazu ziemnego (B 3 i B 8; pierwsze jest już szcerpane w znacznym stopniu, drugie eksploatowane od niedawna) oraz dwa zagospodarowane złoża gazu ziemnego, a także ich bezpośrednie otoczenie.

Spośród omawianych poniżej czterech scenariuszy, jedynie scenariusz nr 4 dotyczy zagospodarowania składowisk w tym obszarze. Scenariusze 1, 2 i 3 byłyby aktualnie możliwe do realizacji jedynie w przypadku zmiany omawianego rozporządzenia polegającej na dodaniu kolejnych obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla.

W rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla (Dz. U. 2015 poz. 2144), w szczególności załącznikach nr 1

(zabezpieczenie finansowe; eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego przez operatora) i 2 (zabezpieczenie środków; działania KAPS – Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla, po przekazaniu odpowiedzialności do tego organu przez operatora) podane są następujące formuły obejmujące grupy i pozycje kosztów:

### ZABEZPIECZENIE FINANSOWE

eksploatacja składowiska

$$ZFE = ZFE/m + ZFE/n + ZFE/e + ZFE/s + ZFE/o$$

ZFE/m monitoring (z infrastrukturą)

ZFE/n działania naprawcze (ustawa Pgg)

ZFE/e rozliczenie emisji w przypadku wycieku

ZFE/s działania naprawcze i zapobiegawcze (ustawa o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie)

ZFL/o odszkodowania

likwidacja zakładu górniczego

$$ZFL = ZFL/u + ZFL/m + ZFL/n + ZFL/e + ZFL/s + ZFL/o$$

ZFL/u likwidacja otworów i infrastruktury naziemnej

ZFL/m monitoring

ZFL/n działania naprawcze (ustawa Pgg)

ZFL/e rozliczenie emisji w przypadku wycieku

ZFL/s działania naprawcze i zapobiegawcze (ustawa o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie)

ZFL/o odszkodowania

### ZABEZPIECZENIE ŚRODKÓW

$$ZS = ZSm + ZSn + ZSe + ZSs + ZSg + ZSo$$

ZSm monitoring KAPS

ZSn działania naprawcze (ustawa Pgg)

ZSe rozliczenie emisji w przypadku wycieku

ZSs działania naprawcze i zapobiegawcze (ustawa o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie)

ZSg inne - stabilność składowiska

ZSo odszkodowania

Powyższe koszty (pozycje 1-16) zostały ujęte orientacyjnie w wyliczeniach dla kolejnych scenariuszy, natomiast dodatkowo podane są kwoty globalne i udział środków pieniężnych dla zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków. W powyższym rozporządzeniu ujęto trzykrotnie działania naprawcze (Pgg) i rozliczanie emisji w przypadku wycieku, zakładając, że na każdym z trzech etapów – eksploatacji, zamknięcia i po przekazaniu odpowiedzialności KAPS może dojść do wycieku 2% składowanego dwutlenku węgla. W praktyce oznacza to, że operator jest obciążony przed rozpoczęciem działalności polegającej na podziemnym składowaniu dwutlenku węgla, gwarancjami odpowiadającym cenie (chodzi o aktualną w tym momencie cenę uprawnień) 12% przewidzianego do składowania dwutlenku węgla (tzn. ZFE/n+ZFE/e+ZFL/n+ZFL/e+ZSn+ZSe). Jest to założenie wysoce przesadzone, gdyż szacunki z literatury przedmiotu (np. Chadwick, 2008) mówią, że realistyczne i akceptowalne wartości ucieczki CO<sub>2</sub> poza kompleks składowania są rzędu **0,01%/rok**, co daje najwyżej **0,8%** składowanego CO<sub>2</sub> w ciągu całego cyklu życia projektu CCS, trwającego maksymalnie 80 lat (czyli zamiast 12% powinno być raczej **1,6%**). Takie założenie przyjęto też przy niższych szacunkach dla zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków.

**1. Składowanie na lądzie – projekt CCS obejmujący składowanie średnio 5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (przez 30 lat, czyli w sumie 150 mln ton), w poziomach solankowych, a więc z wykorzystaniem szerokiego zakresu monitoringu, przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania, celem zapewnienia bezpiecznego składowania (Tabele 5.1.1 i 5.1.2 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne).**

Otrzymujemy w tym scenariuszu jednostkowy koszt składowania wynoszący około **4-5 €/tCO<sub>2</sub>**. Koszty transportu dla rurociągu o długości 100-150 km byłyby zbliżone do kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania. Przyjmując koszty wychwytu analogiczne jak w poprzednim raporcie (Wójcicki i in., 2021), otrzymujemy jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący **43+9 €/tCO<sub>2</sub>** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **37,2 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> po obecnych (czerwiec 2022 r.) cenach (80-90 €/t) dałyby przychód 60,8 mld zł.

**Tabela 5.1.1** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Wstępne rozpoznanie składowiska (geofizyka, w tym sejsmika 2D)	0-1	12 000 000
Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT-magnetotelluryka, 3-4 otwory badawcze)	1-2	160 000 000
Budowa składowiska (5-8 otworów zatłaczających – poziomych lub pionowych, otwory badawcze zaadoptowane do monitoringu, infrastruktura naziemna)	2-5	320 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	8 000 000
<b>RAZEM</b>	-	500 000 000

\*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

**Tabela 5.1.2** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
	4-5 (zerowy; przed zatłaczaniem)	12 000 000
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	5-35 (zatłaczanie)	320 000 000
	35-55 (zamknięcie)	102 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	52 000 000
Opłaty za składowanie (6 zł/t – ustawa Pgg)	5-35	900 000 000

	4-5	6 000 000
Inne1 (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	5-35	180 000 000
	35-55	56 000 000
	55-85**	32 000 000
Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	500 000 000
	35-55	300 000 000
	55-85**	300 000 000
<b>RAZEM</b>	-	2 760 000 000

\*\*pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 1 są koszty prowadzenia monitoringu oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.2, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego), które uwzględniają w szczególności ewentualne działania naprawcze (Pgg) i rozliczanie emisji zgodnie z powyższymi założeniami, tzn. możliwego wycieku CO<sub>2</sub> poza kompleks składowania rzędu 0,01% składowanego dwutlenku węgla. Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **1476 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **35%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.2 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **384 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

**2. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 2,5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (przez 30 lat, czyli w sumie 75 mln ton), w (praktycznie) szczypanym złożu gazu (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 20-25 mld m<sup>3</sup> gazu ziemnego),** czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej gaz przez dziesiątki lat (Tabele 5.1.3 i 5.1.4 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne).

Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję gazu związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobywania gazu o około 7% (Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowe **1,5 mld m<sup>3</sup>** – przyjmując cenę netto

gazu 2 zł/m<sup>3</sup> otrzymujemy kwotę 3 mld zł, a więc nieco niższą od globalnych kosztów samego składowania.

Otrzymujemy w tym scenariuszu jednostkowy koszt składowania wynoszący około **6 €/tCO<sub>2</sub>**. Koszty transportu dla rurociągu o długości 150-200 km byłyby zbliżone do kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania. Przyjmując koszty wychwytu analogiczne jak w poprzednim raporcie (Wójcicki i in., 2021), otrzymujemy jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 46+12 €/tCO<sub>2</sub> i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **20,7 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> po obecnych (czerwiec 2022 r.) cenach (80-90 €/tCO<sub>2</sub>) dałyby przychód 30,4 mld zł, a dodatkowa produkcja gazu 3 mld zł – razem 33,4 mld zł przychodu.

**Tabela 5.1.3** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (szczerpane złożę gazu na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT, 1-2 otwory badawcze)	0-2	60 000 000
Budowa składowiska (3-7 otworów zatłaczających – poziomych lub pionowych, zaadoptowanych lub nowych, 3-4 otwory zaadoptowane do monitoringu, infrastruktura naziemna (w tym do oczyszczania gazu)	2-5	240 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	4 000 000
<b>RAZEM</b>	-	304 000 000

\*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG



**Tabela 5.1.4** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (sczerpane złożę gazu na łądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	4-5 (zerowy; przed zatłaczaniem)	8 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	240 000 000
	35-55 (zamknięcie)	100 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	60 000 000
Opłaty za składowanie (6zł/t)	5-35	450 000 000
Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	4 000 000
	5-35	120 000 000
	35-55	50 000 000
	55-85**	30 000 000
<i>Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)</i>	5-35	300 000 000
	35-55	200 000 000
	55-85**	200 000 000
<b>RAZEM</b>	-	1 762 000 000

\*\*pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 2 są koszty prowadzenia monitoringu oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.4, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego), które uwzględniają w szczególności ewentualne działania naprawcze (Pgg) i rozliczanie emisji zgodnie z powyższymi założeniami, tzn. możliwego wycieku CO<sub>2</sub> poza kompleks składowania rzędu 0,01% składowanego dwutlenku węgla. Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **1022 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **35%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.4 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska

i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **290 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

**3. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 1 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (przez 30 lat, czyli w sumie 30 mln ton), w (częściowo) szcerpanym złożu ropy (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 10 mln ton ropy naftowej),** czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej węglowodory przez wiele lat (Tabele 5.1.5 i 5.1.6 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne).

Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję węglowodorów związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobywania ropy nawet o około 20% (z 30% do 50%; Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowe **2 mln ton** – przyjmując cenę netto ropy 100 USD/baryłkę (około 3000 zł/t) otrzymujemy kwotę 6 mld PLN, a więc ponad dwukrotnie większą od globalnego kosztu samego składowania. Możliwa jest przy tym też dodatkowa produkcja gazu towarzyszącego ropie, rzędu 1 mld m<sup>3</sup>, co dałoby dodatkowy przychód rzędu 2 mld PLN.

Otrzymujemy w tym scenariuszu jednostkowy koszt składowania wynoszący około **9-10 euro/tCO<sub>2</sub>**. Koszty transportu dla rurociągu o długości rzędu 100 km byłyby rzędu połowy kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby kilkakrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania. Przyjmując koszty wychwytu analogiczne jak w poprzednim raporcie (Wójcicki i in., 2021), otrzymujemy jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 48+15 **€/tCO<sub>2</sub>** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **9 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> po obecnych (czerwiec 2022 r.) cenach (80-90 €/t) dałyby przychód 12,2 mld zł, a dodatkowa produkcja ropy i gazu 8 mld zł – razem 20,2 mld zł przychodu, a więc projekt będzie wysoce opłacalny.

**Tabela 5.1.5** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (szcerpane złoża ropy na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Szczegółowe rozpoznanie składowiska (sejsmika 3D, MT)	0-2	40 000 000

Budowa składowiska (otwory zatłaczające – 3 nowe i kilka zaadaptowanych, 3-4 otwory zaadoptowane do monitoringu, infrastruktura naziemna (w tym do oczyszczania węglowodorów)	2-5	300 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	5-6	3 000 000
<b>RAZEM</b>	-	343 000 000

\*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

**Tabela 5.1.6** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (szczerpane złoża ropy na lądzie).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	4-5 (zerowy; przed zatłaczaniem)	6 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	200 000 000
	35-55 (zamknięcie)	100 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	60 000 000
Oplaty za składowanie (6zł/t)	5-35	180 000 000
Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	3 000 000
	5-35	120 000 000
	35-55	50 000 000
	55-85**	30 000 000
<i>Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)</i>	5-35	100 000 000
	35-55	100 000 000
	55-85**	80 000 000
<b>RAZEM</b>	-	1029 000 000

\*\*pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 3 są koszty prowadzenia monitoringu oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.6, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego), które uwzględniają w szczególności ewentualne działania naprawcze (Pgg) i rozliczanie emisji zgodnie z powyższymi założeniami, tzn. możliwego wycieku CO<sub>2</sub> poza kompleks składowania rzędu 0,01% składowanego dwutlenku węgla. Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **370+60=430 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **25%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli 5.1.6 dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **130 mln zł** i udział środków pieniężnych **25%**.

**4. Składowanie na morzu – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 0,5 mln ton CO<sub>2</sub>/rok (przez 20 lat, czyli w sumie 10 mln ton), w (częściowo) szcerpanym złożu ropy (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 5 mln ton ropy naftowej),** czyli strukturze geologicznej stosunkowo dobrze rozpoznanej, produkującej węglowodory przez wiele lat (Tabele 5.1.7 i 5.1.8 zawierające nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne).

Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję węglowodorów związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobywania ropy nawet o około 20% (z 30-40% do 50-60%; Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowy **1 mln ton** – przyjmując cenę netto ropy 100 USD/baryłkę (około 3000 zł/t) otrzymujemy kwotę 3 mld PLN, a więc wyraźnie większą od globalnego kosztu samego składowania. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **16-17 euro/tCO<sub>2</sub>**.

Koszty transportu dla rurociągu o długości rzędu 100 km byłyby rzędu połowy kosztów składowania, natomiast koszty wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego do rurociągu) byłyby dwu-trzykrotnie większe od łącznych kosztów transportu i składowania. Przyjmując koszty wychwytu analogiczne jak w poprzednim raporcie (Wójcicki i in., 2021), otrzymujemy jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 51+24 **€/tCO<sub>2</sub>** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **3,6 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub> po obecnych (czerwiec 2022 r.) cenach (80-90 €/t) dałyby przychód 4,05 mld zł, a dodatkowa produkcja ropy 3 mld zł – razem 7,05 mld zł przychodu, a więc projekt byłby opłacalny ekonomicznie.

**Tabela 5.1.7** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (sczerpane złoża ropy na morzu).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Prace przygotowawcze*; Budowa składowiska (1-2 otwory zaadaptowane do zatłaczania, 1-2 otwory zaadoptowane do monitoringu, platforma z infrastrukturą (w tym do oczyszczania węglowodorów)	0-3	350 000 000
Odbiór (nadzór/testowanie)	3-4	3 000 000
<b>RAZEM</b>	-	353 000 000

\*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych

**Tabela 5.1.8** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (sczerpane złoża ropy na morzu).

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
Monitoring (oraz sukcesywna likwidacja otworów)	4-5 (zerowy)	3 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	100 000 000
	35-55 (zamknięcie)	50 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	30 000 000
Oplaty za składowanie (6zł/t)	5-35	60 000 000
Inne (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	2 000 000
	5-35	60 000 000
	35-55	25 000 000
	55-85**	15 000 000
<i>Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze,</i>	5-35	30 000 000
	35-55	30 000 000

odszkodowania)	55-85**	20 000 000
<b>RAZEM</b>	-	425 000 000

\*\*pozycje stanowią kwotę wniesionego wcześniej (w formie i terminach podanych w umowie koncesyjnej) przez operatora zabezpieczenia środków na potrzeby działań państwa po zamknięciu składowiska lub wystąpienia nieprzewidzianych zdarzeń w trakcie jego eksploatacji

Podstawą do wyliczenia kwoty zabezpieczenia finansowego w scenariuszu nr 4 są koszty prowadzenia monitoringu oraz pozycji „Inne2” z Tabeli **5.1.8**, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego), które uwzględniają w szczególności ewentualne działania naprawcze (Pgg) i rozliczanie emisji zgodnie z powyższymi założeniami, tzn. możliwego wycieku CO<sub>2</sub> poza kompleks składowania rzędu 0,01% składowanego dwutlenku węgla. Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **330 mln zł**, w której udział środków pieniężnych wynosiłby najprawdopodobniej **25%**. Natomiast zabezpieczenie środków obejmuje pozycje „Monitoring”, „Inne1” i „Inne2” w Tabeli **5.1.8** dla lat 55-85 (po zamknięciu składowiska i przekazaniu odpowiedzialności KAPS), co daje kwotę **65 mln zł** i udział środków pieniężnych **25%**.

## **6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników**

### ***6.1 Raporty/sprawozdania końcowe***

Sporządzono sprawozdanie z prac wykonanych w III etapie przedsięwzięcia/zadania (niniejsze opracowanie – lata 2021-2022).

Jednocześnie efekt rzeczowy powstały w rezultacie II etapu (Wójcicki i in., 2021) scalono z wynikami III etapu (niniejsze opracowanie), co dało kompleksowy raport z prac objętych wszystkimi etapami zadania (lata 2015-2022).

Dotyczyło to praktycznie wszystkich rozdziałów i zagadnień kompleksowego raportu i stąd aktualizacje i uzupełnienia objęły, w szczególności:

- inwentaryzację aktualnie realizowanych projektów CCS (1.1);
- analizę składu strumienia CO<sub>2</sub> dla zinwentaryzowanych projektów, w tym podsumowanie dostępnych informacji (2.1);
- ocenę skuteczności przydatności technologii CCS w zakresie ograniczania emisji dwutlenku węgla (w tym odniesienie do emisji antropogenicznych oraz naturalnych) (2.1);
- analizę warunków geologicznych dla kompleksów składowania w przypadku zinwentaryzowanych projektów wraz z oceną bezpieczeństwa składowania oraz charakterystyką stosowanych sposobów nadzoru i kontroli (w miarę dostępności informacji) (3.1);
- prognozy kosztów wychwytu (i kosztów globalnych) dla projektów demonstracyjnych i komercyjnych CCS/CCUS w przyszłości (w tym w warunkach polskich) (4.1);
- rekomendacje dla ewentualnego przyszłego komercyjnego zastosowania technologii CCS w Polsce (5.1).

Zmiany wprowadzono w taki sposób, że w odnośnych rozdziałach aktualizowanego, w oparciu o informacje zgromadzone i opracowane w ramach bieżącego etapu, sprawozdania z poprzedniego etapu (oraz w bazie i na stronie www projektu, a także w aplikacji GIS/WebGIS) zostały uzupełnione lub zmienione informacje w przedmiotowym zakresie, zaś niektóre, już nieaktualne, zostały usunięte.

## **6.2 Kontakty i wymiana doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi i krajowymi (udział w konferencjach i seminariach)**

W ramach przedsięwzięcia w okresie od stycznia 2021 roku do czerwca 2022 roku wzięto udział w dwóch konferencjach międzynarodowych w trybie online:

1. Konferencja „The AAPG Carbon Capture, Utilization, and Storage Conference (CCUS)” w dniach 29-31 marca 2022 r. w Houston, Texas, USA (1 osoba), gdzie zapoznano się z postępami technologii CCUS na świecie, w szczególności w Ameryce Północnej.

2. Konferencja „SCCS Annual Conference 2022 - Net-zero boundaries and borders: where do we draw the line” w dniu 21 czerwca 2022 r. w Edynburgu, Szkocja, Wielka Brytania, gdzie zapoznano się z postępami technologii CCS w aspekcie realizacji celów neutralności klimatycznej w Szkocji, Wielkiej Brytanii, Europie i na świecie.

Ponadto uczestniczono w konferencji krajowej „VIII Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego “Rynek gazu w nowych realiach” w dniach 27-28 czerwca 2022 r. w Łodzi (delegacja 1 osoby) gdzie m.in. wzięto udział w charakterze panelisty w panelu dyskusyjnym poświęconym zagadnieniom możliwości wykorzystania w Polsce technologii CCS (w tym składowania dwutlenku węgla pochodzącego z instalacji energetycznych opalanych gazem).

W sumie w III etapie niniejszego przedsięwzięcia uczestniczono w 2 konferencjach/seminariach zagranicznych i 1 konferencji krajowej.

Poza tym wzięto udział w inauguracyjnym posiedzeniu/seminarium powołanego przez Ministra Klimatu i Środowiska (zrzeszającego przedstawicieli przemysłu, Ministerstwa Klimatu i Środowiska i jednostek naukowo-badawczych) Zespołu do spraw rozwoju technologii wychwytu, magazynowania i wykorzystania CO<sub>2</sub> (2 osoby, 01.09.21) i kolejnych dwóch spotkaniach (06.10.21 – 2 osoby; 14.12.21 – 1 osoba; 17.01.22 - 1 osoba; 28.02.22 - 1 osoba; 11.04.22 – 1 osoba) oraz w pracach tego Zespołu poświęconych dyskusji działań w zakresie wdrożenia technologii CCS planowanych przez poszczególne podmioty przemysłowe.



### **6.3 Opracowanie i aktualizacja strony www projektu wraz z treścią**

Niniejsze podzadanie dotyczy prezentacji postępów prac i wyników projektu na stronie www projektu KAPSCO2 (utrzymywanej na serwerze PIG-PIB; <http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>) obejmującej aplikację GIS/WebGIS, bazę informacji o aktywnych dużych projektach CCS/CCUS na świecie oraz raporty/sprawozdania (czyli kompleksowy raport, które jest aktualizacją sprawozdania z I i II etapu niniejszego przedsięwzięcia, sprawozdania z poprzednich etapów i etapu obecnego – to ostatnie to niniejsze opracowanie), jak również podstawowe informacje o projekcie.

W ramach podzadania 1.2 opracowywano warstwy numeryczne GIS przedstawiające (m.in.) lokalizację, status, typ i parametry projektów CCS/CCUS (dużych projektów – demonstracyjnych i komercyjnych, a także wybranych projektów pilotażowych i badawczych) na świecie (**Rys. 1.1**), tzn. podstawowe informacje dotyczące aktualnie aktywnych projektów wybrane z bazy (**Załącznik A** do kompleksowego raportu). Warstwy te były sukcesywnie aktualizowane i uzupełniane w miarę gromadzenia i opracowywania nowych informacji. Na ich podstawie została opracowana aplikacja GIS/WebGIS, która była sukcesywnie aktualizowana (w III etapie do stanu na połowę 2021 roku, a następnie na połowę 2022 roku). W wersji *offline* aplikacja ta została opracowana jako projekt programu GIS, zarchiwizowany na DVD (katalog /ccsw). Wersja *online* aplikacji (zamieszczona na stronie projektu [KAPSCO2](#)) wykorzystuje bibliotekę OpenLayers ([aplikacja GIS/WebGIS OpenLayers](#)).

Zamieszczona także na stronie projektu KAPS aktualna [baza projektów CCS/CCUS](#), zawiera informacje dotyczące aktywnych dużych projektów CCS/CCUS (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz projektów pilotażowych i badawczych (patrz rozdział 1.1). Jest ona podzbiorem całościowej bazy – (**Załącznik A** do kompleksowego raportu - zarchiwizowany na DVD - katalog /baza), obejmującej wszystkie projekty CCS/CCUS zinwentaryzowane w całym okresie realizacji niniejszego przedsięwzięcia, z pominięciem projektów anulowanych (lub o niepewnym statusie). Zakres informacji podanych w bazie zamieszczonej na stronie www niniejszego projektu jest analogiczny jak w przypadku aplikacji GIS/WebGIS (tzn. scharakteryzowane są aktualnie aktywne duże projekty CCS/CCUS oraz projekty pilotażowe i badawcze).

W III etapie została zmodernizowana strona www projektu. Prace rozpoczęły się od analizy obecnych trendów w rozwoju technologii webowych w dziedzinie prezentacji danych przestrzennych (GIS) i stron www, na których takie dane są zamieszczane (w tym jeśli

chodzi o atrakcyjność treści dla odbiorcy, interfejs użytkownika/szata graficzna, nowoczesne i bezpieczne środowisko, standardy oprogramowania, etc.), a następnie wybór i instalację nowego (obsługującego stronę www i zamieszczoną na niej aplikację GIS/WebGIS, lepszego z powyższych powodów niż oprogramowanie dotychczas stosowane na stronie www projektu) oprogramowania OpenSource działającego w modelu MVC (Model-View-Control; do wyboru oprogramowanie po stronie klienta www: OpenLayers, Leaflet, GeoExt lub inne podobne), jak również związaną z tym optymalizację szaty graficznej strony www (szablon strony, czcionki, tło, linki, etc.). W pierwszej kolejności dokonano wyboru i skonfigurowano nową maszynę wirtualną w systemie linuksowym (GNU/Linux Ubuntu), następnie wykonano konfigurację środowiska CMS TWiki oraz środowiska Apache dla serwisów www na nowym serwerze, na którym finalnie została zainstalowana zmodernizowana strona www i aplikacja GIS/WebGIS (wykorzystująca środowiska OpenLayers i GeoExt2).

## Podsumowanie

Aktualnie funkcjonujące 23 duże (demonstracyjne i komercyjne) projekty CCS/CCUS (wykorzystujące „antropogeniczny” CO<sub>2</sub>, zlokalizowane są na terenach USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Norwegii (Morze Północne i Barentsa), ZEA, Brazylii (na morzu), Chorwacji i Kataru. Większość z tych projektów (17 z 23) obejmuje wspomaganie wydobycia ropy naftowej (przeważnie na lądzie, tylko w jednym przypadku na morzu, jeśli chodzi o projekty CO<sub>2</sub>-EOR), co podnosi znacząco opłacalność ekonomiczną przedsięwzięcia. Zatlaczanie do formacji solankowych (6 z 23 projektów, w tym jeden obejmujący tę opcję oraz CO<sub>2</sub>-EOR) prowadzi się zarówno na lądzie jak i pod dnem morza (odpowiednio 4 i 2 projekty), przy czym związane jest to przeważnie z działalnością przemysłu naftowego (4 z 6 projektów; 4 dotyczące oczyszczania gazu ziemnego z domieszki CO<sub>2</sub> *in situ* oraz przetwarzania piasków bitumicznych, pozostałe 2 projekty obejmują składowanie dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych (Kanada) i procesów przemysłowych (USA)). Ponadto jeden projekt (oczyszczanie gazu ziemnego, Katar) obejmuje składowanie w szcerpanym złożu gazu. Projekty te przyczyniają się do redukcji emisji „antropogenicznego” dwutlenku węgla o maksymalnie 40 mln ton/rok, zaś w ramach wszystkich dotychczasowych projektów CCS zatłoczono dotychczas do struktur geologicznych blisko 340 mln ton „antropogenicznego” CO<sub>2</sub>. Wielkości te są nieistotne w porównaniu z roczną produkcją CO<sub>2</sub> ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych (36 mld ton) czy też globalną emisją antropogeniczną od początku ery przemysłowej (2 bln ton) i wykorzystanie technologii CCS jako istotnego czynnika redukcji emisji „antropogenicznego” dwutlenku skali wymagałoby wybudowania do roku 2050 około 3 tysięcy nowych instalacji CCS na całym świecie (w tym około 50 instalacji CCS w Polsce). Rozwiązanie to nie wydaje się do końca realistyczne, chociaż w ostatnich latach nastąpiła niemalże eksplozja jeśli chodzi o pojawiające się nowe projekty CCS, obserwuje się ponadto budowę klastrów/hubów integrujących położone w danym rejonie (względnie skomunikowane transportem morskim, jak np. niedawno ogłoszony projekt polski: Poland – EU CCS Interconnector & LaFarge) instalacje przemysłowe – emitentów CO<sub>2</sub> z lokalną infrastrukturą transportu i składowania (w szczególności w Ameryce Północnej oraz w Europie w basenie Morza Północnego).

W związku z tym ewentualne, ekonomicznie uzasadnione zastosowanie technologii CCS/CCUS na skalę demonstracyjną i/lub przemysłową w Polsce w najbliższej przyszłości mogłoby się rozpocząć od wykorzystania jako składowisk w miarę dużych złóż węglowodorów oraz relatywnie taniego strumienia dwutlenku węgla (np. zakłady chemiczne wykorzystujące proces Habera-Boscha, lub elektrownie poligeneracyjne wraz z przemysłową

utylizacją CO<sub>2</sub>). Natomiast duże projekty CCS wymagałyby wykorzystania struktur solankowych, których szczegółowe rozpoznanie i monitoring wiązałyby się ze znacznymi nakładami finansowymi. Alternatywą, czy raczej uzupełnieniem mogłoby być tu wykorzystanie infrastruktury składowania na Morzu Północnym, co jednak będzie kosztowne.

## Literatura

Alberta Government, 2013. Carbon Capture and Storage, Summary Report of the Regulatory Framework Assessment. Crown in the Right of the Province of Alberta, as represented by the Minister of Energy, Edmonton, Alberta, Canada (raport dostępny na stronie [alberta.ca](http://alberta.ca)).

Beck, L., 2020. The US Section 45Q Tax Credit for Carbon Oxide Sequestration: An Update. Global CCS Institute, April 2020 (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://GCCSI.org)).

Capriolo, M., Mills, B.J.W., Newton, R.J., Dal Corso, J., Dunhill, A.M., Wignall, P.B., Marzoli, A., 2022. Anthropogenic-scale CO<sub>2</sub> degassing from the Central Atlantic Magmatic Province as a driver of the end-Triassic mass extinction. *Global and Planetary Change* 209 (2022) 103731.

Cramer, B.S., Kent, D.V., 2005. Bolide summer: The Paleocene/Eocene thermal maximum as a response to an extraterrestrial trigger. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology* 224, 144–166.

Cui, Y., Schubert, B.A., 2017. Atmospheric pCO<sub>2</sub> reconstructed across five early Eocene global warming events. *Earth and Planetary Science Letters* 478, 225–233.

Dera, G., Donnadiu, Y., 2012. Modeling evidences for global warming, Arctic seawater freshening, and sluggish oceanic circulation during the Early Toarcian anoxic event. *Paleoceanography* 27, PA2211, doi:10.1029/2012PA002283.

Dickens, G.R., O'Neil, J.R., Rea, D.K., Owen, R.M., 1995. Dissociation of oceanic methane hydrate as a cause of the carbon isotope excursion at the end of the Paleocene. *Paleoceanography* 10, 965–971.

Dunkley Jones, T., Lunt, D.J., Schmidt, D.N., Ridgwell, A., Sluijs, A., Valdes, P.J., Masline, M., 2013. Climate model and proxy data constraints on ocean warming across the Paleocene–Eocene Thermal Maximum. *Earth-Science Reviews* 125, 123–145.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla oraz zmieniająca dyrektywę Rady 85/337/EWG, Euratom, dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2000/60/WE, 2001/80/WE, 2004/35/WE, 2006/12/WE, 2008/1/WE i rozporządzenie (WE) nr 1013/2006.

Friedlingstein, P. i in., 2022. Global Carbon Budget 2021. *Earth Syst. Sci. Data*, 14, 1917–2005, 2022. <https://doi.org/10.5194/essd-14-1917-2022>

GUS, 2022. *Energia. Warszawa 2022* (<https://stat.gov.pl>).

Gutjahr, M., Ridgwell, A., Sexton, P.F., Anagnostou, E., Pearson, P.N., Pälike, H., Norris, R.D., 2017. Very large release of mostly volcanic carbon during the Palaeocene–Eocene Thermal Maximum. *Nature* 548, 573–577.

Hesselbo, S.P., Gröcke, D.R., Jenkyns, H.C., Bjerrum, C.J., Farrimond, P., Morgans Bell, H.S., Green, O.R., 2000. Massive dissociation of gas hydrate during a Jurassic oceanic anoxic event. *Nature* 406, 392–395.

Hesselbo, S.P., Pieńkowski, G., 2011. Stepwise atmospheric carbon-isotope excursion during the Toarcian Oceanic Anoxic Event (Early Jurassic, Polish Basin). *Earth and Planetary Science Letters* 301, 365–372.

Huizeling, E., van der Weijde, G., 2011. ROAD CCS non-confidential FEED study report: special report for the Global Carbon Capture and Storage Institute. ROAD | Maasvlakte CCS Project C.V. November 20. Global Carbon Capture and Storage Institute Limited 2011 Canberra, Australia (raport dostępny na stronie [GCCSI](#)).

Joos, F., Spahni, R., 2008. Rates of change in natural and anthropogenic radiative forcing over the past 20,000 years, *P. Natl. Acad. Sci. USA* 105, 1425–1430.

Kent, D.V., Cramer, B.S., Lanci, L., Wang, D., Wright, J.D., Van der Voo, R., 2003. A case for a comet impact trigger for the Paleocene/Eocene thermal maximum and carbon isotope excursion. *Earth and Planetary Science Letters* 211, 13–26.

Kurtz, A.C., Kump, L.R., Arthur, M.A., Zachos, J.C., Paytan, A., 2003. Early Cenozoic decoupling of the global carbon and sulfur cycles. *Paleoceanography* 18, 1090.

Lubaś, J., Szott, W., Wójcicki, A., 2015. Wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z polskich złóż z wykorzystaniem CO<sub>2</sub> i jego równoczesną sekwestracją. *Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego* 465, 45–56.

Matsumoto, R., 1995. Causes of the 13C anomalies of carbonates and a new paradigm 'Gas-Hydrate Hypothesis'. *The Journal of the Geological Society of Japan* 101, 902–904.

Meissner, K.J., Bralower, J., Alexander, K., Dunkley, T., Sijp, J.W., Ward, M., 2014. The Paleocene-Eocene Thermal Maximum: How much carbon is enough? *Paleoceanography* 29, 946–963.

Murphy, B.H., Farley, K.A., Zachos, J.C., 2010. An extraterrestrial  $^3\text{He}$ -based timescale for the Paleocene–Eocene thermal maximum (PETM) from Walvis Ridge, IODP Site 1266. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 74, 5098–5108.

Pieńkowski, G., 2004. The epicontinental Lower Jurassic of Poland. *Polish Geological Institute Special Papers* 12, 1–154.

Pieńkowski, G., 2015. Geologiczne składowanie ditlenku węgla (CCS) jest metodą bezpieczną – dowody geologiczne. *Przegląd Geologiczny* 63, 48–54.

Pieńkowski, G., Hesselbo, S.P., Barbacka, M., Leng, M.J., 2020. Non-marine carbon-isotope stratigraphy of the Triassic-Jurassic transition in the Polish Basin and its relationships to organic carbon preservation,  $p\text{CO}_2$  and palaeotemperature. *Earth-Science Reviews* 210, 103383. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2020.103383>

Pieńkowski, G., Hodbod, M., Ullmann, C.V., 2016. Fungal decomposition of terrestrial organic matter accelerated Early Jurassic climate warming. *Scientific Reports* 6. <http://dx.doi.org/10.1038/srep31930>.

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 3 września 2014 r. w sprawie obszarów, na których dopuszcza się lokalizowanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla, 2014. *Dz.U. z 2014 roku, poz. 1272*.

Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla, 2015. *Dz. U. z 2015 roku, poz. 2144*.

Röhl, U., Westerhold, T., Bralower, T.J, Zachos, J.C., 2007. On the duration of the Paleocene-Eocene thermal maximum (PETM). *Geochemistry Geophysics, Geosystem* 12, Q12002.

Ruhl, M., Bonis, N.R., Reichart, G.-J., Sinninghe Damsté, J.S., Kürschner, W.M., 2011. Atmospheric carbon injection linked to End-Triassic mass extinction. *Science* 333, 430–434.

Schaller, M.F., Fung, M.K., Wright, J.D., Katz, M.E., Kent, D.V., 2016. Impact ejecta at the Paleocene-Eocene boundary. *Science* 354, 225–229.

Schmidt, G.A., Frank, A. 2019. The Silurian hypothesis: would it be possible to detect an industrial civilization in the geological record? *International Journal of Astrobiology* 18, 142–150. <https://doi.org/10.1017/S1473550418000095>

Sell, B., Ovtcharova, M., Guex, J., Bartolini, A., Jourdan, F., Spangenberg, J.E., Vicente, J.-C., Schaltegger, U., 2014. Evaluating the temporal link between the Karoo LIP and climatic–biologic events of the Toarcian Stage with high-precision U–Pb geochronology. *Earth and Planetary Science Letters* 408, 48–56.

Shogenova, A., Piessens, K., Holloway, S., Bentham, M., Martínez, R., Flornes, K.M., Poulsen, N.E., Wójcicki, A., Sliupa, S., Kucharič, L., Dudu, A., Persoglia, S., Hladik, V., Saftic, B., Kvassnes, A., Shogenov, K., Ivask, J., Suárez, I., Sava, C., Sorin, A., Chikkatur, A., 2014. Implementation of the EU CCS Directive in Europe: results and development in 2013. *Energy Procedia*. Elsevier, 6662–6670. DOI: 10.1016/j.egypro.2014.11.700.

Sherwood, S.C., Huber, M., 2010. An adaptability limit to climate change due to heat stress. *PNAS*, 107, 21.

Storey, M., Duncan, R.A., Swisher, C.C., 2007. Paleocene-Eocene Thermal Maximum and the opening of the Northeast Atlantic. *Science* 316, 587–589.

Svensen, H., Planke, S., Malthe-Sørenssen, A., Jamtveit, B., Myklebust, R., Eidem, T.R., Rey, S.S., 2004. Release of methane from a volcanic basin as a mechanism for initial Eocene global warming. *Nature* 429, 542–545.

Turner, S.K., Ridgwell, A., 2016. Development of a novel empirical framework for interpreting geological carbon isotope excursions, with implications for the rate of carbon injection across the PETM. *Earth and Planetary Science Letters* 435, 1–13.

Ullmann C.V., Boyle R., Duarte L.V., Hesselbo S.P., Kasemann S.A., Klein T., Lenton T.M., Piazza V., Aberhan M., 2020. Warm afterglow from the Toarcian Oceanic Anoxic Event drives the success of deep-adapted brachiopods, *Scientific Reports*, volume 10, DOI:10.1038/s41598-020-63487-6

Ustawa z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, 2013. Dz. U. z 2013 roku, poz. 1238, z dnia 24 października 2013 r.



Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 roku Prawo geologiczne i górnicze (z późniejszymi zmianami), 2022. Dz.U. z 2022 roku, poz. 1072, z dnia 7 kwietnia 2022 r.

Ustawa dnia 13 kwietnia 2007 r. o zapobieganiu szkodom w środowisku i ich naprawie (z późniejszymi zmianami), 2020. Dz.U. z 2020 roku, poz. 2187, z dnia 18 listopada 2020 r.

Wallace, M., Goudarzi, L., Callahan, K., Wallace, R., 2015. A Review of the CO<sub>2</sub> Pipeline Infrastructure in the U.S. April 21, 2015. DOE/NETL-2014/1681.

Wright, J.D., Schaller, M.F., 2013. Evidence for a rapid release of carbon at the Paleocene-Eocene thermal maximum. PNAS 110, 15908–15913.

Wójcicki, A. (red.), 2013. Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO<sub>2</sub> wraz z ich programem monitorowania, Raport końcowy oraz raport podsumowujący (ostatni w języku polskim i angielskim). Dostępne na stronie projektu: <http://skladowanie.pgi.gov.pl/>.

Wójcicki A., , Duczmańska-Kłonowska J., Kłonowski M., Feldman-Olszewska A., Pieńkowski G., Waksmundzka M., Wierzbowski H., Jarosiński M., Adamczak-Biały T., Roman M., Słodkowski M., Sobień K., 2021. Zadanie KAPS CO<sub>2</sub>: monitorowanie statusu projektów CCS [Zadanie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla]. Inw. 828/2022 Arch. CAG PIG, Warszawa (*sprawozdanie z I i II etapu przedsięwzięcia, prace za lata 2015-2020*).

Zeebe, R.E., Zachos, J.C., Dickens, G.R., 2009. Carbon dioxide forcing alone insufficient to explain Palaeocene–Eocene Thermal Maximum warming. Nature Geoscience 2, 576–580.

## Strony www:

Global CCS Institute: <http://www.globalccsinstitute.com/>

Global Status of CCS, 2021: Global CCS Institute – najnowszy raport roczny, za rok 2021 –: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/>

Global Status of CCS, 2020: Global CCS Institute – raport roczny za rok 2020 –: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/global-status-report/previous-reports/>

Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents:

GD1: <https://publications.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/1c2eee9f-83fb-4d3a-9dfe-43f85defd39f/language-en>

GD2: <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/47fb8148-d436-4ba3-88fb-ceb774b88933>

Konferencja CCS w Kazachstanie:

<https://www.gov.kz/memleket/entities/ecogeo/press/news/details/339160?lang=kk>

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami: [www.kobize.pl](http://www.kobize.pl)

Nowelizacja Pgg:

<https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352656/katalog/12824018#12824018>

Plany firmy Novatek: <https://www.upstreamonline.com/energy-transition/novatek-seeks-to-expand-carbon-storage-holdings-in-west-siberia/2-1-1220519>

Program Quantum GIS: <http://quantum-gis.pl/pliki>

Rejestr Unii Europejskiej (ETS): [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry\\_en#tab-0-1](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/union-registry_en#tab-0-1)

Studia Inomin: <https://www.globalminingreview.com/mining/29062022/tests-reveal-the-carbon-capture-potential-of-inomins-beaver-project/>

Studia Rio Tinto1: <https://www.riotinto.com/news/releases/2022/DOE-backs-Rio-Tinto-led-team-to-explore-carbon-storage-at-Tamarack>

Studia Rio Tinto2: <https://www.mining.com/doe-backs-rio-tinto-led-investigation-into-carbon-storage-at-minnesota-nickel-project/>

Współpraca Alba i Mitsubishi: <https://aluminiumtoday.com/news/alba-and-mitsubishi-heavy-industries-ink-mou-for-carbon-capture>

## Spis ilustracji

**Rys. 1.1** Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na połowę 2022 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; kółka oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).

**Rys. 2.1** Bilans globalnego cyklu węglowego, według Friedlingstein i in., 2022.

## Spis tabel

**Tabela 2.1** Emisje i typy (ze względu na cel zatłaczania i źródło CO<sub>2</sub>) obecnie funkcjonujących dużych projektów CCS.

**Tabela 5.1.1** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

**Tabela 5.1.2** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 1 (poziomy solankowe na lądzie).

**Tabela 5.1.3** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (sczerpane złoża gazu na lądzie).

**Tabela 5.1.4** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (sczerpane złoża gazu na lądzie).

**Tabela 5.1.5** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (sczerpane złoża ropy na lądzie).

**Tabela 5.1.6** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (sczerpane złoża ropy na lądzie).

**Tabela 5.1.7** Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (sczerpane złoża ropy na morzu).

**Tabela 5.1.8** Koszty operacyjne dla wariantu/scenariusza nr 4 (sczerpane złoża ropy na morzu).