



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

państwowa służba geologiczna
państwowa służba hydrogeologiczna

**EFEKT RZECZOWY Z REALIZACJI ZADANIA
Z ZAKRESU PAŃSTWOWEJ SŁUŻBY GEOLOGICZNEJ**
za okres: od 1 stycznia 2018 r. do 31 grudnia 2020 r.

„Zadanie KAPSCO2: monitorowanie statusu projektów CCS”

w ramach umowy dotacji 55/2017/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 10.03.2017 r.

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:

Dyrektor/Dyrektor pionu:

KIEROWNIK ZAKŁADU
Geologii Złazowej i Gospodarczej

mgr Marcin Szuflicki
.....

Pieczętka i podpis

ZASTĘPCA DYREKTORA
ds. służby geologicznej
Państwowego Instytutu Geologicznego
Państwowego Instytutu Badawczego
PROKURENT
dr Andrzej Gurski
.....

Pieczętka i podpis

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

Warszawa, dn. 21.06. 2021 r.

Zespół wykonawców
Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego

mgr inż. Adamczak-Biały Teresa,
mgr Duczmańska-Kłonowska Jolanta,
dr Feldman-Olszewska Anna,
dr hab. Jarosiński Marek,
dr Kłonowski Maciej,
prof. dr hab. Pieńkowski Grzegorz,
mgr inż. Roman Michał,
dr inż. Słodkowski Marcin,
mgr Sobień Katarzyna
dr Waksmundzka Maria,
dr hab. Wierzbowski Hubert,
dr inż. Wójcicki Adam



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna
Państwowa służba hydrogeologiczna

ZADANIE KAPS CO₂: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS

Opracowanie końcowe



Warszawa 2020

Spis treści

EFEKT RZECZOWY Z REALIZACJI PRZEDSIĘWZIĘCIA	1
<i>Państwowego Instytutu Geologicznego – Państwowego Instytutu Badawczego</i>	2
Wstęp	7
1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS.	9
1.1 Sprawozdanie	9
Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B)	10
Projekty planowane (Załącznik A, zakładka „Planowane projekty CCS”)	15
Projekty polskie (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty polskie”)	16
Projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty pilotażowe”)	16
Projekty CO ₂ -EOR w Ameryce Północnej	18
1.2 Wykonanie (i aktualizacja) aplikacji GIS/WebGIS	21
2 - Ocena skuteczności i przydatności stosowania technologii CCS w zakresie ograniczenia emisji dwutlenku węgla	25
2.1 Sprawozdanie	25
Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO ₂ w projektach CCS	26
Udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji instalacji CCS oraz udział CO ₂ i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu	27
Obieg węgla w przyrodzie	36
Porównanie skali i przedziałów czasowych występujących w epizodach naturalnych emisji CO ₂ w przeszłości geologicznej z emisją antropogeniczną od początku ery przemysłowej i emisją wychwytywaną przez instalacje CCS	37
Podsumowanie	42
3 - Ocena bezpieczeństwa stosowania technologii CCS dla zdrowia i życia ludzi oraz dla środowiska	45
3.1 Sprawozdanie	45
Warunki geologiczne i czynniki ryzyka dla zinwentaryzowanych projektów CCS	46
Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania w projektach CCS/CCUS	54
4 - Ocena potrzeby i zasadności dopuszczenia stosowania technologii CCS na skalę przemysłową	60
4.1 Sprawozdanie	60
Koszty wychwytu, transportu i składowania CO ₂ dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy	60
Analizy prognoz rozwoju technologii CCS w Europie na podstawie materiałów sieci naukowej EASEC	62
Koszty typowych dużych projektów CCS/CCUS dla różnych opcji składowania	64
Mechanizmy wsparcia finansowego projektów CCS/CCUS	67
5 - Rekomendacje dotyczące dalszych działań w zakresie stosowania technologii CCS na skalę przemysłową	70
5.1 Sprawozdanie	70
Analiza wykonalności – zagadnienia ogólne	70
Analiza bezpieczeństwa składowania – zagadnienia ogólne	72

Analiza wykonalności i bezpieczeństwa stosowania technologii CCS w warunkach polskich, dla wybranych 4 scenariuszy	73
Wnioski i propozycje wytycznych „CCS ready”	87
6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników.....	91
6.1 Raporty/sprawozdania końcowe.....	91
6.2 Kontakty i wymiana doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi i krajowymi (udział w konferencjach i seminariach).....	93
6.3 Opracowanie i aktualizacja strony www projektu wraz z treścią	96
Podsumowanie	97
Literatura	100
Spis ilustracji	111
Spis tabel	112
SPIS ZAŁĄCZNIKÓW	113

Wstęp

Zgodnie z art. 163a ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2020 r. poz. 1064 ze zm.¹), z dniem 1 stycznia 2015 roku przewidziano utworzenie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla (KAPS CO₂). Na podstawie art. 163b ustawy Pgg wykonywanie zadań KAPS powierzono Państwowemu Instytutowi Geologicznemu - Państwowemu Instytutowi Badawczemu (PIG-PIB). W związku z powyższym PIG-PIB zaproponował do planu zadań na rok 2015 realizację przedsięwzięcia „Zadanie KAPS CO₂: monitorowanie statusu projektów CCS”, natomiast Ministerstwo Środowiska formalnie powierzyło PIG-PIB realizację tego zadania, odnoszącego się do art. 163a ust. 2 i 3 ustawy Pgg, pismem z dnia 5 listopada 2015 roku (nr DGK-II.479.4.2015.KM).

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. Jego wynikiem jest sporządzenie (aktualizacja) raportu na ten temat, odpowiadającego wymogom art. 14 ustawy z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2013 poz. 1238, z dnia 24 października 2013 r.), obejmującego też rekomendacje dla ewentualnego zastosowania technologii CCS/CCUS w warunkach polskich.

Niniejsze opracowanie stanowi podsumowanie prac wykonanych od kwietnia 2015 roku do grudnia 2020 roku w ramach Umowy z NFOŚiGW nr 55/2017/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 10.03.2017 r., z późniejszymi zmianami. Zakres tego opracowania zawiera wyniki prac realizowanych w I etapie (od kwietnia 2015 roku do grudnia 2017 roku – raport Wójcicki i in., 2017 – opracowanie przekazane do Ministerstwa Środowiska 22.01.2018 r., finalnie zaakceptowane 24.05.2018 r.; pismo DNG-wnsg.2163.55.2017.AS), scalone z wynikami prac II etapu (styczeń 2018 roku – grudzień 2020 roku), co polegało w szczególności na sukcesywnej aktualizacji i uzupełnianiu tekstu wspomnianego raportu (jak również bazy informacji o projektach CCS i strony www przedsięwzięcia) o dostępne informacje opracowane w II etapie. Zakres prac zrealizowanych w tym okresie przez Wykonawcę

¹ Nazywana dalej w niniejszym tekście „ustawą Pgg”. Jeśli chodzi o dotyczące niniejszego opracowania zagadnienia podziemnego składowania dwutlenku węgla to odnośne zmiany do ustawy Pgg zostały wprowadzone jedynie ustawą z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2013 poz. 1238, z dnia 24 października 2013 r.), tzn. późniejsze zmiany ustawy Pgg nie dotyczyły tych zagadnień.

odniesiono poniżej do poszczególnych podzadań określonych w Karcie Informacyjnej i Harmonogramie Rzeczowo-Finansowym Umowy.

1 - Inwentaryzacja aktualnie realizowanych projektów CCS.

1.1 Sprawozdanie

Na początku realizacji niniejszego przedsięwzięcia, w roku 2015, sporządzono listę realizowanych na świecie dużych² projektów (demonstracyjnych i komercyjnych) CCS/CCUS i zebrano dla nich podstawowe informacje dotyczące pełnego łańcucha CCS w oparciu o dostępne dane, w szczególności ze stron internetowych i publikacji (Global CCS Institute oraz projektu CGS Europe, CSLF, IEA, ETP ZEP, European CCS Demonstration Project Network, sieci naukowych badawczo-rozwojowych CO2GeoNet i CO2NET). Zinwentaryzowano wtedy 56 dużych projektów znajdujących się na różnych etapach realizacji oraz 7 projektów planowanych (do których doszły następnie, do roku 2017, kolejne 3). Lista dużych projektów CCS ulegała w kolejnych latach modyfikacji w miarę zmian statusu poszczególnych projektów, czy też anulowania/wstrzymania dotychczas zinwentaryzowanych projektów albo pojawiania się nowych. Analogicznie modyfikowana (uzupełniana, aktualizowana) była, w miarę dostępności nowych danych, baza 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 CO₂, warunków geologicznego składowania CO₂ oraz sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania (**Załączniki A, B**). 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 tym m.in. informacje zawarte w prezentacjach z konferencji sieci CO2GeoNet i BASRECCS, które odbyły się w ostatnich latach). Najbardziej aktualne dane, na koniec roku **2020**, mówią o **65** dużych projektach CCS znajdujących się na różnych etapach realizacji. Listę tę (i bazę) również sukcesywnie uzupełniano o przykładowe projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS (do końca roku 2020 zebrano informacje o **19** takich projektach). Baza zawiera ponadto informacje o 3 (przykładowych) dużych projektach CCS planowanych kilka lat temu w Polsce (co obejmuje m.in. rozpoczęty i zarzucony projekt demonstracyjny PGE Bełchatów) oraz o 10 projektach planowanych w roku 2015 i latach następnych, o których dalszym losie na ogół

² Przyjęto, że "duży" projekt to projekt osiągający minimum 0,4 mln ton CO₂/rok. W Decyzji KE z dnia 3 listopada 2010 r. (2010/670/UE), na którą powołuje się Art. 1 ust. 3 ustawy Pgg, projekt demonstracyjny to minimum 0,5 mln ton CO₂/rok, ale często zdarzają się projekty komercyjne CCS/CCUS o nieco mniejszej skali, stąd przyjęto umownie 0,4 mln ton CO₂/rok, a projekty jeszcze mniejsze zdefiniowano jako pilotażowe).

brak jest informacji. Ponadto w ramach niniejszego przedsięwzięcia zgromadzono informacje na temat projektów komercyjnych wykorzystujących CO₂ z „naturalnych” składowisk (złóż).

Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” oraz Załącznik B)

W trakcie realizacji niniejszego przedsięwzięcia weryfikowano, aktualizowano i/lub uzupełniano listę i bazę informacji dotyczących realizowanych na świecie projektów demonstracyjnych i (dużych) komercyjnych CCS. Obejmuje to, według stanu na koniec roku 2020, **65** aktywnych dużych projektów – tzn. aktualnie funkcjonujących (22), w trakcie uruchamiania (4), w budowie/realizacji (16) i na etapie prac studialnych (23) – oraz 26 projektów anulowanych, zamkniętych lub o niejasnym statusie (natomiast według stanu na koniec roku 2017 – Wójcicki i in., 2017 – było to odpowiednio 39 projektów aktywnych i 21 pozostałych). Większość aktywnych projektów zlokalizowana jest w Ameryce Północnej, dominują przy tym projekty CO₂-EOR, tzn. wspomagania wydobycia ropy naftowej przez zatłaczanie CO₂. Wspomnianą listę i bazę projektów CCS aktualizowano i/lub uzupełniano w oparciu

o najnowsze dostępne informacje dotyczące ich aktualnego statusu i podstawowych parametrów (rok uruchomienia, ilość wychwytywanego CO₂, % wychwytywanej emisji CO₂, skład strumienia CO₂, opcje wychwytu, opcje transportu, opcje składowania) oraz ich charakterystyki (opis projektu, dotychczasowe prace, konflikty interesów, warunki geologiczne, ryzyko składowania, instalacja wychwytu, status finansowania, projekty składowe, monitoring składowania CO₂). Poniżej przedstawiono status dużych projektów CCS (demonstracyjnych i komercyjnych), według stanu na koniec roku 2020.

Projekty aktualnie funkcjonujące, w kolejności uruchamiania, (aktualnie **22** aktywne):

- Terrell Natural Gas Processing Plant (*poprzednia nazwa – Val Verde Natural Gas Plants*) (USA),
- Enid Fertilizer (USA),
- Shute Creek Gas Processing Plant (USA),
- Sleipner CO₂ Storage (Norwegia),
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale (*poprzednia nazwa – Weyburn-Midale Storage Project*) (Kanada/USA),
- Snøhvit CO₂ Storage (Norwegia),
- Century Plant (USA),

- Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS (Brazylia),
- Lost Cabin Gas Plant (USA),
- Coffeyville Gasification Plant (USA),
- Air Products Steam Methane Reformer (USA),
- Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage (Kanada),
- Uthmaniyah CO2 EOR Demonstration (Arabia Saudyjska),
- Quest (Kanada),
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries) (ZEA),
- Petra Nova Carbon Capture (USA),
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage (USA),
- CNPC Jilin Oil Field CO2 EOR (*poprzednia nazwa – PetroChina Jilin Oil Field EOR Project (Phase 2)*) (Chiny), *od 2018 roku (wcześniej był deklarowany jako czasowo wstrzymany projekt “w budowie/realizacji”)*,
- Gorgon Carbon Dioxide Injection (Australia), *od 2019 roku,*
- Qatar LNG, Katar, *od 2019/2020 roku,*
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Sturgeon Refinery CO2 Stream (Kanada), *od 2020 roku,*
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream (Kanada), *od 2020 roku.*

Jak widać z powyższego zestawienia, po roku 2017 zaczęło funkcjonować 5 dużych projektów CCS, a więc liczba dużych projektów aktualnie funkcjonujących wzrosła w latach 2018-2020 z 17 do 22. Z tego 2 projekty w USA (Lost Cabin Gas Plant i Petra Nova Carbon Capture zostały czasowo wstrzymane w ostatnich miesiącach 2020 roku).

Natomiast niewymieniony tu, niegdyś funkcjonujący, projekt In Salah CO2 Storage (Algieria) został zamknięty w 2016 roku (zatłaczanie zakończono w 2011 roku, potem jeszcze przez kilka lat prowadzono monitoring).

Projekty w trakcie uruchamiania, w kolejności planowanej daty uruchomienia (aktualnie 4 aktywne):

- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration (Chiny),
- Sinopec Qilu Petrochemical CCS (Chiny), *zmiana statusu (poprzednio „w budowie/realizacji”),*

- Langskip CCS - Brevik Norcem (*dawniej podprojekt Norway Full Chain CCS - Norcem's cement works at Brevik*) (Norwegia), *zmiana statusu (poprzednio „w budowie/realizacji”) i wyodrębnienie w roku 2020 jako samodzielny projekt,*

- The ZEROS Project (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku),*

Realizacja projektu Kemper County Energy Facility (USA) została wstrzymana w połowie 2017 roku, po wybudowaniu elektrowni i testach instalacji wychwytu. Projekt nie będzie kontynuowany (ale w zbliżonej lokalizacji realizowany jest inny, na etapie prac studialnych – Project ECO2S: Early CO2 Storage Complex in Kemper County, USA).

W latach 2018-2020 ogłoszono 13 nowych dużych projektów CCS na etapie budowy/realizacji, tzn. wykorzystujących istniejące instalacje przemysłowe, głównie w USA.

Projekty w budowie/realizacji, w kolejności planowanej daty uruchomienia (aktualnie 16 aktywnych):

- Wabash CO2 Sequestration (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku),*

- San Juan Generating Station Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony pod koniec 2019 roku),*

- Santos Cooper Basin CCS Project (Australia), *nowy projekt (ogłoszony pod koniec 2020 roku),*

- Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos) (Holandia), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku, na miejsce innego, anulowanego – Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia),*

- Cal Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku),*

- CarbonSAFE Illinois – Macon County (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku),*

- Abu Dhabi CCS Phase 2: Natural gas processing plant (ZEA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku),*

- CarbonNet (Australia),

- Lake Charles Methanol (USA),

- Langskip CCS - Fortum Oslo Varme (*dawniej podprojekt Norway Full Chain CCS - Klemetsrud waste-to-energy facility*) (Norwegia), *wyodrębnienie w roku 2020 jako samodzielny projekt,*

- Project Tundra (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku),*

- Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku),*

- Prairie State Generating Station Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- Plant Daniel Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- Mustang Station of Golden Spread Electric Cooperative Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- Gerald Gentleman Station Carbon Capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*.

Natomiast szereg projektów deklarowanych w latach 2015-2017 jako będące w budowie/realizacji (9) zostało wstrzymanych, anulowanych, lub ich status jest niejasny (szanse na realizację na ogół nikłe):

- Sargas Texas Point Comfort Project (USA),
- The Medicine Bow Project (USA),
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project (Kanada),
- Hydrogen Energy California Project ("HECA") (USA),
- Don Valley Power Project (USA),
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD") (Holandia), na jego miejsce realizowany jest inny (Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos)), *ogłoszony w 2018 roku*.
- Peterhead Gas CCS Project (Wielka Brytania),
- White Rose CCS Project (Wielka Brytania),
- Texas Clean Energy Project (USA).

W latach 2018-2020 ogłoszono 15 nowych dużych projektów CCS na etapie prac studialnych, głównie w USA.

Projekty na etapie prac studialnych, w kolejności planowanej daty uruchomienia (aktualnie **23** aktywne):

- Project Interseqt (dawniej OXY and White Energy Ethanol EOR Facility) (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku)*,
- Velocys' Bayou Fuels Negative Emission Project (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- Caledonia Clean Energy (Wielka Brytania),
- Net Zero Teesside - CCGT Facility (d. The Clean Gas Project) (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku)*,

- Dry Fork Integrated Commercial Carbon Capture and Storage (CCS) (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku)*,
- The Illinois Clean Fuels Project (USA), *nowy projekt (ogłoszony pod koniec 2020 roku)*,
- South West Hub (Australia),
- Project ECO2S: Early CO₂ Storage Complex in Kemper County (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2019 roku)*,
- Drax BECCS Project (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- Ervia Cork CCS (Irlandia), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- HyNet North West (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- Hydrogen to Humber Saltend (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- Net Zero Teesside (*poprzednia nazwa – Teesside Collective Project*) (Wielka Brytania),
- Korea-CCS 1 (Republika Korei),
- Korea-CCS 2 (Republika Korei),
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3) (Chiny),
- China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration (Chiny),
- Acorn Scalable CCS Development (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- Sinopec Shengli Power Plant CCS (Chiny),
- Hydrogen 2 Magnum (H2M) Project (Holandia), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- Northern Gas Network H21 North of England (Wielka Brytania), *nowy projekt (ogłoszony w 2018 roku)*,
- OXY and Carbon Engineering Direct Air Capture and EOR Facility (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*,
- LafargeHolcim Cement Carbon capture (USA), *nowy projekt (ogłoszony w 2020 roku)*.

Ponadto 14 projektów będących w latach 2015-2020 na etapie prac studialnych lub w fazie koncepcji zostało wstrzymanych, anulowanych, lub ich status jest nieznany na koniec 2020 roku (szanse na realizację na ogół nikłe):

Na etapie prac studialnych:

- Quintana South Heart Project (USA),

- *Mississippi Clean Energy Project (USA),*
- *Indiana Gasification (USA),*
- *C.GEN North Killingholme Power Project (Wielka Brytania),*
- *Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2) (Chiny),*
- *Riley Ridge Gas Plant (USA),*
- *Bow City Power Plant CO2 Capture (Kanada),*
- *Sinopec Eastern China CCS (Chiny), wstrzymany w 2020 roku,*
- *Shenhua Ningxia CTL (Chiny), wstrzymany w 2020 roku,*
- *Shanxi International Energy Group CCUS (Chiny), wstrzymany w 2019 roku,*

W fazie koncepcji:

- *Shenhua Yulin Coal to Chemicals Project (Chiny),*
- *Nord CCS (Francja),*
- *NORCEM Cement (Norwegia), na jego miejsce jest realizowany inny projekt (część),*
- *Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project (Chiny).*

Status (nowego) projektu demonstracyjnego Datang Daqing CCS Project (Chiny) jest aktualnie niejasny, ale ma on duże szanse na realizację, gdyż funkcjonuje tam od wielu lat projekt pilotażowy.

Projekty planowane (Załącznik A, zakładka „Planowane projekty CCS”)

Według doniesień prasowych, **w latach 2015-2017 planowano kolejnych 10 projektów o różnej skali:**

- *YiHe Coal plant (Chiny),*
- *Ledvice (Czechy),*
- *Hodonin (Czechy),*
- *Hassyan Clean Coal (ZEA),*
- *Saline Joinche (Włochy),*
- *Husnes (Norwegia),*
- *CO2 solutions and EERC (USA),*

- Gulf Cryo (Kuwejt),
- Gundih CCS Pilot (Indonezja),
- Kurashiki (Japonia).

Większość z nich została najprawdopodobniej zarzucona lub wstrzymana – wyjątkiem jest tu projekt pilotażowy Gundih CCS Pilot, dla którego wiadomo cokolwiek po roku 2017, ale ostatnie informacje na jego temat pochodzą z lipca 2018 roku (aktualny status nieznany). Od roku 2018 nowe projekty planowane wymieniane są w kategorii "Projekty na etapie prac studialnych", gdyż nierzadko w przypadku tych ostatnich jedyne dostępne informacje na ich temat pochodzą z doniesień prasowych, na które powołuje się Global CCS Institute (i innych doniesień prasowych znalezionych w Internecie).

Projekty polskie (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty polskie”)

Dla porównania zestawiono dostępne informacje (odnośnie lokalizacji, statusu, rodzaju i parametrów instalacji wychwytu, transportu oraz opcji składowania) dotyczące planowanych w ostatniej dekadzie w Polsce 2 projektów demonstracyjnych (projekty PGE Bełchatów i PKE/ZAK Kędzierzyn; anulowane odpowiednio w roku 2013 i 2011) oraz, przykładowo, 1 planowanego projektu „CCS ready” (projekt PGE Opole – dwa nowe bloki energetyczne „CCS ready”).

Projekty pilotażowe pełnego łańcucha CCS (przykłady; Załącznik A, zakładka „Projekty pilotażowe”)

Ponadto, w ramach tematu zebrano i zestawiono (w oparciu o dostępne dane, w szczególności Global CCS Institute, CSLF, IEA, ETP ZEP, sieci naukowych, oraz publikacje i informacje prasowe) podstawowe informacje na temat 19 wybranych, realizowanych na świecie (aktualnie funkcjonujących lub na innych etapach realizacji, względnie niedawno zakończonych, w przypadku których prowadzony jest dalej monitoring, kontynuowanych lub przewidzianych do kontynuacji jako projekty w większej skali) projektów pilotażowych CCS/CCUS, w kolejności alfabetycznej:

- Arkalon CO2 Compression Facility (USA),
- Bonanza Bioenergy CCUS EOR (USA),
- Clean Energy Systems Carbon Negative Energy Plant - Central Valley (USA),
- Core Energy CO2-EOR (USA),

- Daqing Oil Field EOR Demonstration Project (*d. Datang Daqing CCS Project oraz CNPC Daqing Oil Field CO₂-EOR demonstration*) (Chiny),
- Drax bioenergy carbon capture pilot plant (Wielka Brytania),
- Guohua Jinjie CCS Full Chain Demonstration (Chiny),
- Hydrogen Energy Supply Chain (HESC) project (Australia),
- Jingbian CCS Project / Jingbian Qiaojiawa pilot test (Chiny),
- Karamay Dunhua Oil Technology CCUS EOR Demonstration-Scale Facility (*d. Xinjiang Dunhua/Petrochemical Dunhua Methanol Plant*) (Chiny),
- Mikawa Post Combustion Capture Demonstration Plant (Japonia),
- Osaki CoolGen Project (Japonia).
- PCS Nitrogen (USA),
- PetroChina Changqing Oilfield EOR CCUS (*d. CNPC Changqing Oil Field Demonstration-Scale Facility*) (Chiny),
- Red Trail Energy BECCS Project (USA),
- Sinopec Zhongyuan Carbon Capture Utilization and Storage Pilot Project (Chiny),
- Tomakomai CCS demonstration pilot project (Japonia),
- Total Lacq CCS Project / Lacq Basin CCS Pilot Project (Francja),
- Wuqi Yougou pilot test (Chiny),

W powyższym zestawieniu najliczniej reprezentowane są projekty chińskie i amerykańskie (7 i 6 z 19), w których stosowane są rozmaite technologie wychwytu, zaś wśród opcji składowania przeważa EOR (druga w opcja Chinach i USA to formacje solankowe na lądzie). W dwóch spośród projektów chińskich (Jingbian CCS Project i Wuqi Yougou pilot test) prowadzono zatłaczanie do tego samego, dużego złoża ropy naftowej (do różnych pól w obrębie tego złoża), przy czym dostępna lokalizacja obu projektów odnosi się do instalacji wychwytu położonych w tym samym mieście i tym samym zakładzie przemysłowym (gazyfikacja węgla kamiennego). Pozostałe projekty chińskie funkcjonują w ramach zakładów petrochemicznych, elektrowni i instalacji przetwarzania gazu. Pilotażowe projekty amerykańskie są na ogół stosunkowo duże (jak na projekty pilotażowe) i oparte na sprawdzonych technologiach (w praktyce są to nieduże projekty komercyjne w skali pilotażowej), w tym dominuje produkcja biopaliw (etanol, biogaz) z zastosowaniem technologii CCS, co daje przedsięwzięcia o ujemnej emisji dwutlenku węgla, gdyż zamiast emisji CO₂ ze spalania paliw kopalnych mamy wychwytywanie i składowanie dwutlenku

węgla wytworzonego z (fermentacji i/lub spalania) biomasy (BECCS, bioenergia wraz z CCS); wyjątkiem jest tu projekt oczyszczania gazu ziemnego wydobywanego z formacji łupkowych z niepożądanych domieszek CO₂ (a to również sprawdzona technologia).

Z trzech projektów japońskich aktualnie funkcjonuje jeden (Tomakomai CCS demonstration pilot project), gdzie opcją składowania są formacje solankowe pod dnem morza, a dwa pozostałe są w trakcie uruchamiania i nie podano dla nich informacji dotyczących opcji składowania. Projekt francuski (Total Lacq CCS Project) obejmował zatłaczanie dwutlenku węgla do szczypanego złoża gazu ziemnego – aktualnie prowadzi się tam monitoring środowiskowy po zakończeniu zatłaczania. Projekt brytyjski (Drax bioenergy carbon capture pilot plant) ma przetestować rozwiązania technologiczne dla projektu demonstracyjnego przewidzianego w tej samej lokalizacji, analogicznie znajdujący się na wczesnym etapie realizacji projekt australijski (Hydrogen Energy Supply Chain) ma być wstępem do projektu komercyjnego.

Projekty CO₂-EOR w Ameryce Północnej

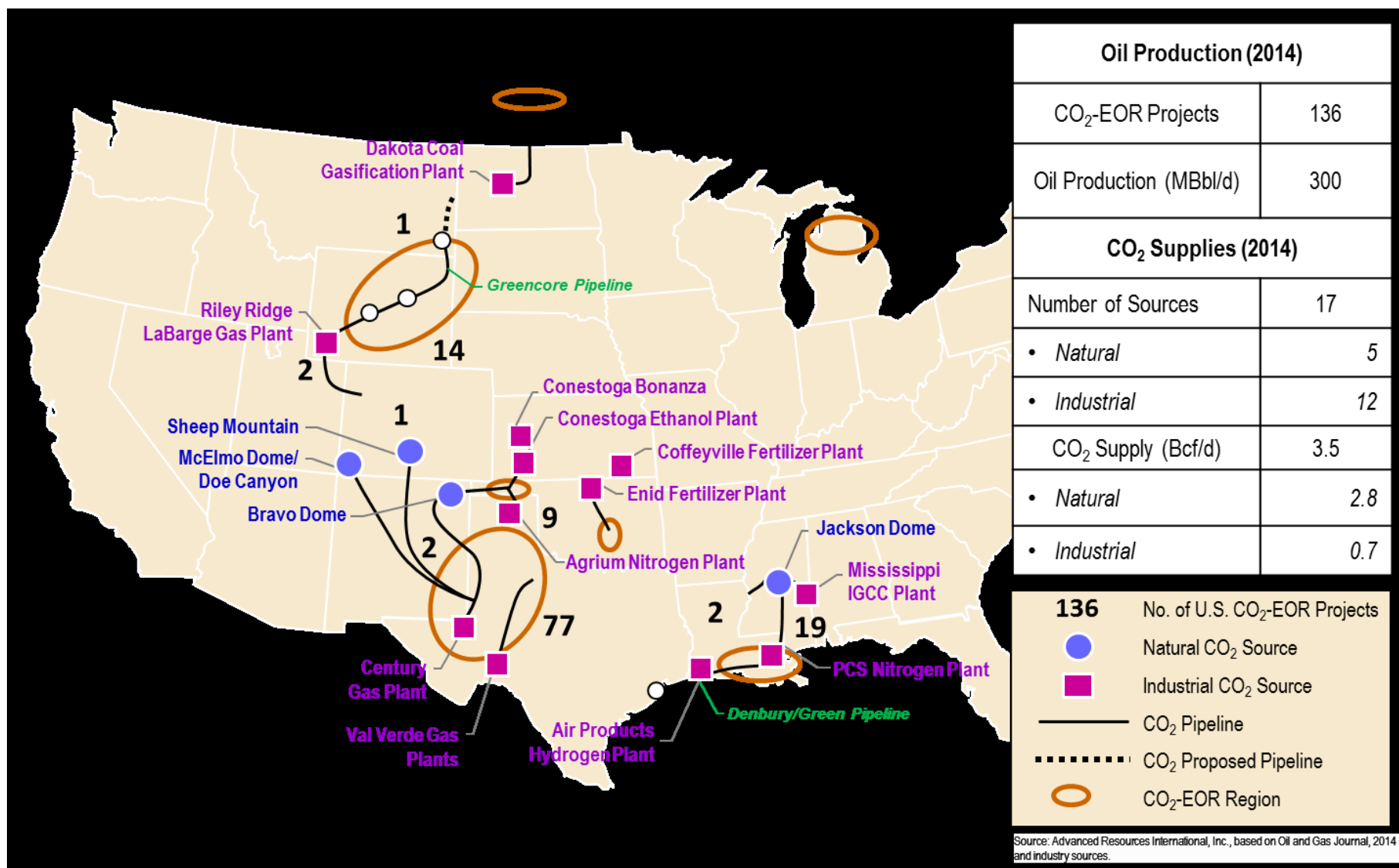
Dokonano także, dla porównania, inwentaryzacji informacji na temat projektów CCUS (CO₂-EOR) wykorzystujących CO₂ z „naturalnych” składowisk (złóż).

Według raportu DOE/NETL-2014/1681 z kwietnia 2015 roku (Wallace i in., 2015), w USA oraz w części przyległego obszaru Kanady istnieje sieć (50) rurociągów o łącznej długości około 7300 km, służących do transportu dwutlenku węgla (około 68 mln ton rocznie), budowanych sukcesywnie od pierwszej połowy lat 70 ubiegłego wieku. Sieć ta służy głównie do dostarczania dwutlenku węgla do złóż ropy dla wspomagania wydobywania (CO₂-EOR; **Rys. 1.1**).

Około 97% dwutlenku węgla transportowanego ww. rurociągami jest wykorzystywane do wspomagania wydobywania ropy naftowej (Eppink i in., 2014). W 2014 roku około 78% transportowanego tą siecią CO₂ pochodziło z pięciu dużych naturalnych „składowisk” (złóż), z których każde zawierało pierwotnie setki milionów ton dwutlenku węgla: Bravo Dome, Jackson Dome, McElmo Dome/Doe Canyon i Sheep Mountain (Edwards i Celia, 2018; Melzer, 2012; Wallace i in., 2015). Pozostałe 22% pochodziło z instalacji CCS/CCUS (w ostatnich latach, po oddaniu do użytku kolejnych instalacji CCS/CCUS, udział ten zwiększył się o dalsze kilka procent, tzn. obecnie wynosi blisko 30%; strona [www Global CCS Institute](http://www.GlobalCCSInstitute.org)). To ostatnie (instalacje CCS/CCUS) obejmuje pozyskiwanie CO₂ ze strumienia zawierającego metan, dwutlenek węgla i siarkowodór, pochodzącego ze złóż gazu ziemnego/CO₂ położonych na obszarze stanu Wyoming (złoża Big Piney – LaBarge oraz Madden; instalacje Shute Creek Gas Processing Plant i Lost Cabin Gas Plant) i w

południowo-zachodniej części stanu Teksas (basen Val Verde; instalacja Terrell Natural Gas Processing Plant) (Eppink i in., 2014), jak również wychwytywanie CO₂ w pozostałych instalacjach przemysłowych (produkcja nawozów sztucznych, produkcja paliw syntetycznych, produkcja wodoru, elektrownie i rafinerie; strona www [Global CCS Institute](http://GlobalCCSInstitute.org)). W związku z postępującym rozwojem technologii CCS/CCUS w USA, wspieranym przez politykę rządu i zachęty finansowe na szczeblu federalnym, planowana jest rozbudowa sieci transportu dwutlenku węgla w centralnej części USA, włączająca do niej liczne biorafinerie etanolu i inne zakłady przemysłowe emitujące około 40 mln ton CO₂ rocznie (Edwards i Celia, 2018). Ma to polegać na poszerzeniu istniejącej sieci rurociągów zlokalizowanych w stanach Wyoming i Teksas (**Rys. 1.1**) o około 2000 km w kierunku na północny wschód, przy czym łączna długość wszystkich nowych rurociągów (transportujących strumień dwutlenku węgla z rozpatrywanych instalacji przemysłowych oraz „pnia” zbierającego i integrującego to wszystko z istniejącą siecią transportową) ma wynieść około 7000 km. Oznaczałoby to podwojenie długości sieci transportowej dwutlenku węgla w Ameryce Północnej, do około 14 000 km (Edwards i Celia, 2018).

Zatłaczanie CO₂ do 136 złóż ropy w USA i Kanadzie pozwalało uzyskać dodatkową produkcję ropy naftowej wynoszącą około **17,4 mln m³** rocznie (300 tys. baryłek ropy dziennie; **Rys. 1.1**), a więc około połowy całkowitego zużycia ropy w Polsce (wg GUS, 2019, w roku 2018 zużycie ropy naftowej w Polsce, tzn. import + wydobywanie, wynosiło około 27 mln ton przy przeliczeniu na standardową wartość opałową; przyjmując gęstość ropy w przedziale 0,8÷0,9 t/m³, otrzymujemy 30-34 mln m³).



Rys. 1.1 Infrastruktura przesyłowa i produkcyjna CO₂-EOR w USA (oraz w Kanadzie; za Wallace i in., 2015).

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. docelowo według stanu na koniec 2020 roku, dużych projektów CCS/CCUS (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz wybranych projektów pilotażowych (**Rys. 1.2 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:

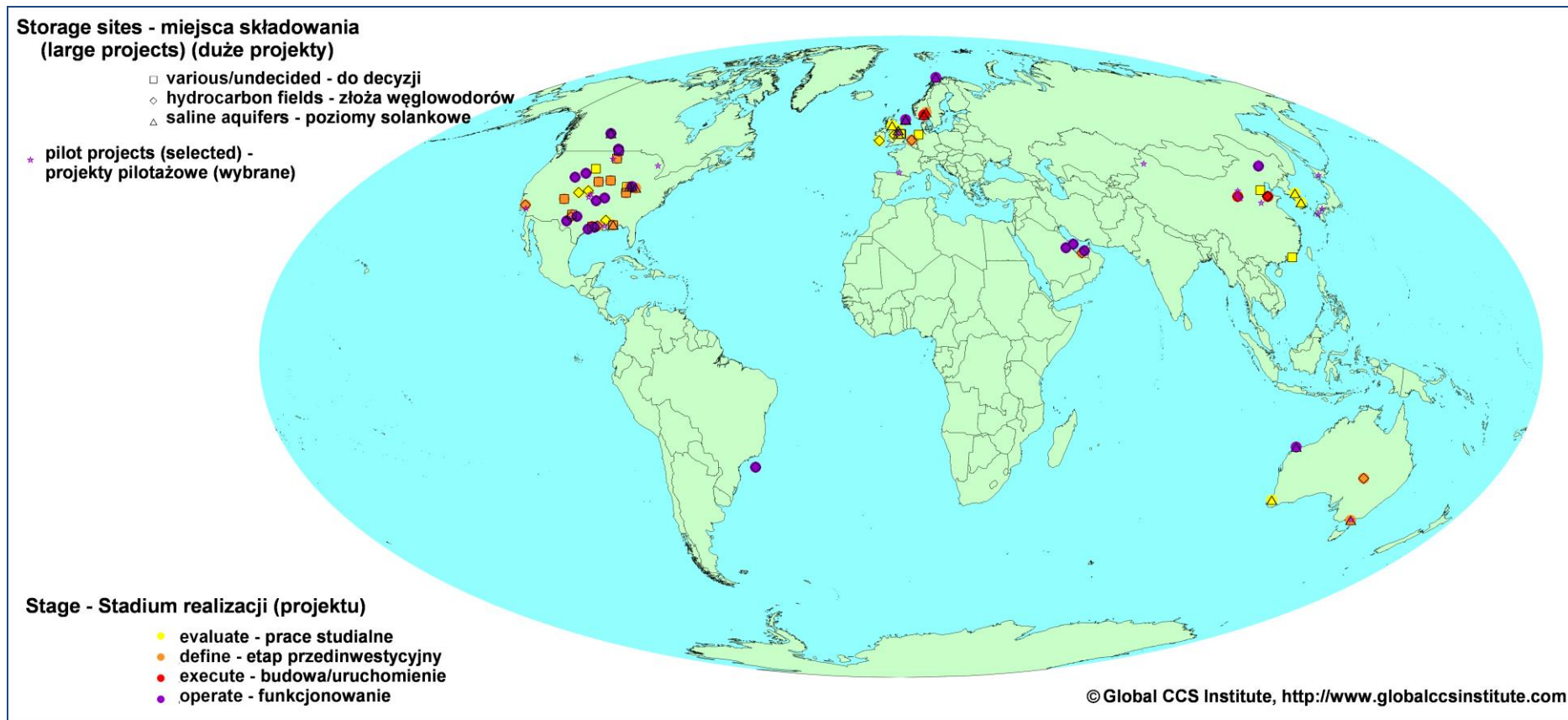
- NAZWA (nazwa projektu CCS/CCUS);
- STATUS (status/stopień zaawansowania projektu CCS/CCUS);
- OPCJA (opcja składowania, kod);
- MTCO2_ROK (roczna ilość wychwytywanego CO₂, mln ton);
- ROKUR (rok uruchomienia – faktyczny lub planowany);
- INSTALACJA (rodzaj zakładu przemysłowego/emitenta);
- WYCHWYT (rodzaj instalacji wychwyty);
- WYEMCO2 (% wychwytywanej emisji CO₂);
- 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. 1.2 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. docelowo według stanu na koniec 2020 roku. Ponadto zachowano na stronie niniejszego projektu wersję aplikacji *online*, opracowaną w ramach I etapu niniejszego przedsięwzięcia z wykorzystaniem serwisu Google Maps (projekty demonstracyjne i komercyjne oraz najbardziej podstawowe informacje dla tych projektów), która przedstawia stan na koniec 2017 roku. Porównanie obu aplikacji daje pojęcie co do postępów w zakresie wdrażania technologii CCS/CCUS na świecie w ciągu ostatnich 3 lat.

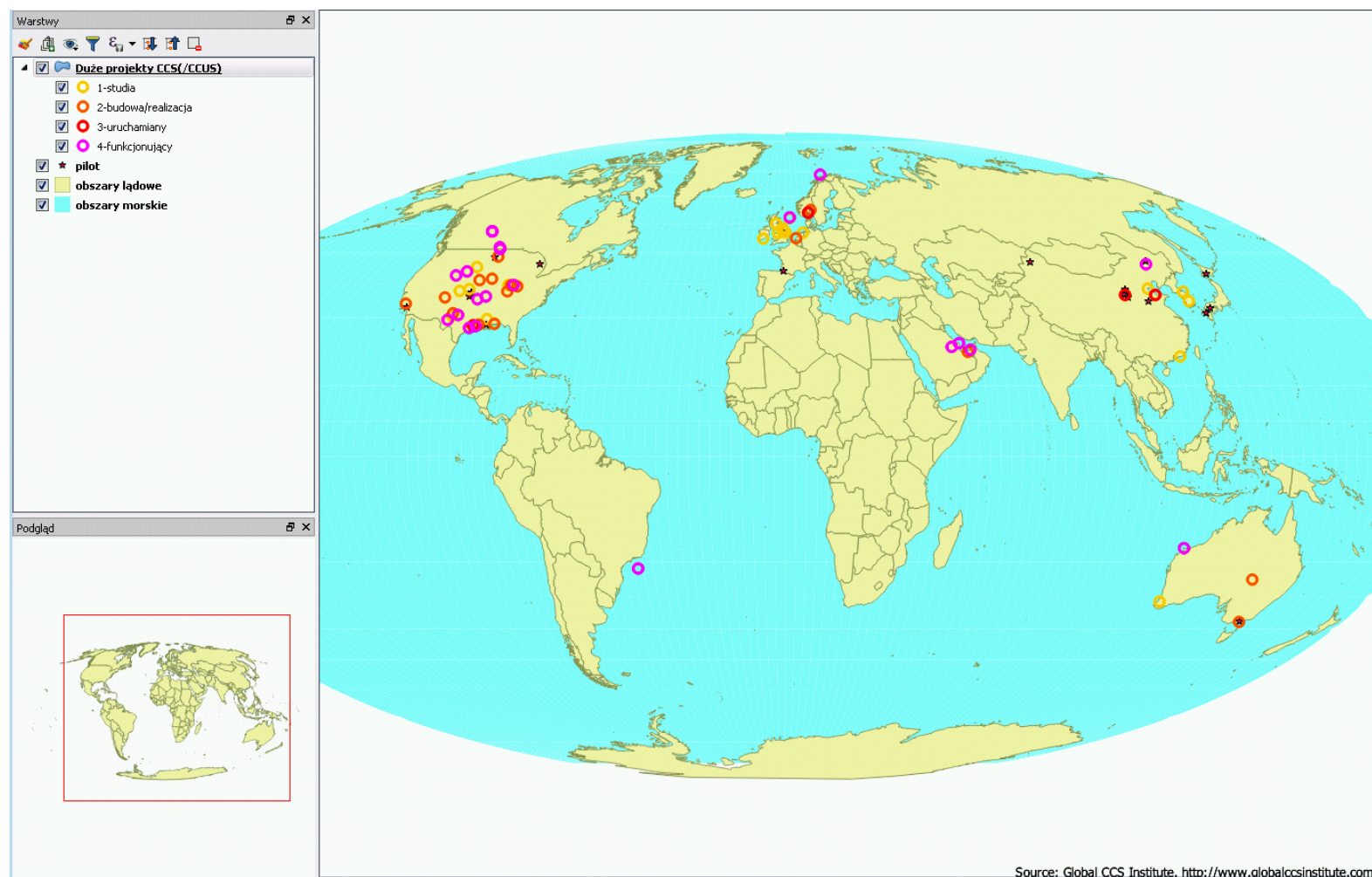
Aplikacja (*online*) GIS/WebGIS jest dostępna na stronie www projektu KAPSCO2 (<http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>; alternatywnie można wpisać w wyszukiwarce słowo kluczowe „KAPSCO2”) oraz zarchiwizowana na DVD (*offline*; projekt

programu Quantum GIS - należy pobrać i zainstalować aktualną wersję ze strony [www programu Quantum GIS](http://www.qgis.org/), katalog z warstwami numerycznymi (ccsww) skopiować na dysk C: komputera, a następnie kliknąć plik *world3.qgs*).

a)



b)



Rys. 1.2 Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na koniec 2020 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; koła oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).

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

2.1 Sprawozdanie

W ramach realizacji niniejszego przedsięwzięcia zebrano dostępne informacje na temat ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ w sumie dla 91 dużych projektów, w tym **65** aktywnych, tzn. tych wymienionych w rozdziale **1.1** (22 aktualnie funkcjonujące plus 1 zamknięty, 4 w trakcie uruchamiania i 1 anulowany, 16 w budowie/realizacji oraz 9 aktualnie nierealizowanych, 23 na etapie prac studialnych oraz 14 projektów na etapie prac studialnych i w fazie koncepcji – prawdopodobnie zarzuconych i 1 z dużymi szansami na realizację); informacje te są zamieszczone w bazie - **Załącznik A (zakładka „Projekty demo i kom CCS”**, pola "ILOŚĆ WYCHWYTYWANEGO CO₂ (MT/rok)"). Wyjątkiem były tu 3 projekty, aktywne lub nie (1 w fazie koncepcji, 1 na etapie prac studialnych i 1 uruchamiany – według klasyfikacji Global CCS Institute), dla których brak jest szczegółowych danych. Ponadto w przypadku 10 projektów planowanych takie (szczegółowe) dane na ogół nie były dostępne.

Dla części projektów zebrano informacje na temat udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji oraz udziału CO₂ i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu (**Załącznik A**, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pola "% WYCHWYTYWANIEJ EMISJI CO₂" i "UDZIAŁ% CO₂ 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 19 dużych projektów CCS).

Ponadto przedyskutowano, 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. Przeanalizowano, na ile redukcje emisji związane z obecnym i przyszłym (na ewentualnie znacznie większą skalę) zastosowaniem technologii CCS są w takim przypadku znaczące i istotne. Scharakteryzowano na potrzeby tej dyskusji epizody „globalnego ocieplenia” w przeszłości geologicznej jako analogi obecnych zmian klimatu, co do których jako przyczynę postuluje się (w istotnej części) działalność człowieka.

Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ w projektach CCS

Ilości wychwytywanego (przewidzianego/możliwego do wychwytywania) CO₂ w przypadku aktualnie funkcjonujących dużych projektów zawierają się w zakresie od 0,3-0,5 mln ton/rok (funkcjonujący od 2020 roku projekt Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream) do 7,0 mln ton (funkcjonujący od 1986 roku, w pełnej skali od 2010 roku, projekt Shute Creek Gas Processing Plant, USA). Natomiast w przypadku trzech projektów znajdujących się na etapie prac studialnych lub wczesnych fazach budowy/realizacji planuje się docelowo (w finalnych etapach rozbudowy) wychwytywanie nawet 20-50 mln ton CO₂ (najwięcej w projekcie CarbonSAFE Illinois – Macon County, USA). Najczęściej jednak są to ilości rzędu 1-3 mln ton CO₂/rok. Sumarycznie daje to w przypadku 65 aktywnych projektów (stan na koniec 2020 roku), znajdujących się na różnych etapach realizacji, potencjalnie około 160-220 mln ton wychwytywanego CO₂ rocznie (przy czym w przypadku 2 projektów aktywnych brak jest dokładnych danych na ten temat, natomiast dla szeregu projektów podawane są przedziały odnoszące się do etapów ich planowanej rozbudowy – stąd taka rozpiętość wielkości). Natomiast w ramach 22 aktualnie funkcjonujących projektów (patrz rozdział 1.1 i **Tabela 2.1**) ilości te wynoszą blisko **40 mln ton** CO₂ rocznie. Wartości te niekoniecznie muszą dokładnie odpowiadać faktycznej ilości wychwytywanego i składowanego w ciągu (2020) roku antropogenicznego dwutlenku węgla, pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych, gdyż na ogół nie zdarza się, że wszystkie instalacje przemysłowe pracują z pełną mocą, a nawet w ostatnich miesiącach 2020 roku funkcjonowanie 2 takich instalacji zostało czasowo wstrzymane (raport Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2020](#)). Natomiast globalna ilość dwutlenku węgla zatłoczonego do końca 2020 roku do struktur geologicznych w ramach realizacji projektów CCS/CCUS na świecie szacowana jest na około **300 mln ton** (Global CCS Institute, 2020).

Jak wspomniano we wstępie, przedmiotem niniejszego przedsięwzięcia jest monitorowanie statusu projektów wychwyty i geologicznego składowania/wykorzystania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych. Stąd powyższe wartości CO₂ aktualnie zatłaczanego rocznie (około 40 mln ton) oraz globalnie do końca 2020 roku (300 mln ton) na świecie nie obejmują projektów EOR, wykorzystujących od 1972 roku dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (co zostało omówione na końcu niniejszego rozdziału).

Tabela 2.1 Emisje i typy (ze względu na cel zatłaczania i źródło CO₂) obecnie funkcjonujących dużych projektów CCS.

CEL ZATŁACZANIA I ŹRÓDŁO CO ₂	ILOŚĆ PROJEKTÓW	ILOŚĆ CO ₂ mln t/ROK
EOR i oczyszczanie gazu	7	19,35
EOR i inne procesy przemysłowe	7	8,35
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
RAZEM	22	39,65

Udział procentowy wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji instalacji CCS oraz udział CO₂ i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu

W przypadku następujących **39** dużych projektów, realizowanych lub zarzuconych, zgromadzono (w całym okresie realizacji niniejszego przedsięwzięcia; **Załącznik A**, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole ”% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO₂”) informacje odnośnie faktycznego lub planowanego udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji (kolejność jak w rozdziale 1.1, według faktycznej lub planowanej daty uruchomienia projektu):

- Shute Creek Gas Processing Plant, USA;
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA;
- Air Products Steam Methane Reformer, USA;
- Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada;
- Quest, Kanada;
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA;
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA;
- Petra Nova Carbon Capture, USA; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA;
- Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia;

- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream, Kanada;
- Kemper County Energy Facility, USA;
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny;
- Langskip CCS - Brevik Norcem, Norwegia;
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;
- Hydrogen Energy California Project (HECA), USA;
- Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny;
- Wabash CO2 Sequestration, USA;
- Cal Capture, USA;
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia;
- Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania;
- White Rose CCS Project, Wielka Brytania;
- Texas Clean Energy Project, USA;
- Lake Charles Methanol, USA;
- Langskip CCS - Fortum Oslo Varme, Norwegia;
- Project Tundra, USA;
- Prairie State Generating Station Carbon Capture, USA;
- Quintana South Heart Project, USA;
- Caledonia Clean Energy, Wielka Brytania;
- Net Zero Teesside - CCGT Facility, Wielka Brytania;
- Ervia Cork CCS, Irlandia;
- HyNet North West, Wielka Brytania;
- Bow City Power Plant CO2 Capture, Kanada;
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny;
- China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny;
- Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania;

- Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny;
- Northern Gas Network H21 North of England, Wielka Brytania;
- NORCEM Cement, Norwegia.

Z kolei w przypadku następujących **31** dużych projektów, realizowanych lub zarzuconych, zgromadzono informacje dotyczące udziału CO₂ w wychwytywanym strumieniu, a czasami także występowania substancji innych niż CO₂, (**Załącznik A**, zakładka „**Projekty demo i kom CCS**”, pole „UDZIAŁ% CO2 I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU”):

- Terrell Natural Gas Processing Plant, USA;
- Shute Creek Gas Processing Plant, USA;
- Sleipner CO2 Storage, Norwegia;
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA;
- In Salah CO2 Storage, Algieria;
- Lost Cabin Gas Plant, USA;
- Coffeyville Gasification Plant, USA;
- Air Products Steam Methane Reformer, USA;
- Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada;
- Quest, Kanada;
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA;
- Petra Nova Carbon Capture, USA;
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream, Kanada;
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny;
- Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny;
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;
- Hydrogen Energy California Project (HECA), USA;
- Wabash CO2 Sequestration, USA;
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia;

- Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania;
- White Rose CCS Project, Wielka Brytania;
- CarbonNet, Australia;
- Lake Charles Methanol, USA;
- Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA;
- Riley Ridge Gas Plant, USA;
- Sinopec Eastern China CCS, Chiny;
- Net Zero Teesside (*d. Teesside Collective Project*), Wielka Brytania;
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny;
- Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny.

Natomiast dostępne informacje na temat szczegółowego, ilościowego składu wychwytywanego strumienia dla tychże projektów, tzn. zarówno zawartości CO₂ jak i substancji innych niż CO₂, były nieliczne i fragmentaryczne. Informacje te odnosiły się jedynie do **19** projektów (**Załącznik A**, zakładka „**Gazy po wychwycie**”):

- Terrell Natural Gas Processing Plant, USA;
- Shute Creek Gas Processing Plant, USA;
- Sleipner CO2 Storage, Norwegia;
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA;
- Lost Cabin Gas Plant, USA;
- Coffeyville Gasification Plant, USA;
- Air Products Steam Methane Reformer, USA;
- Quest, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream, Kanada;
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny;
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;
- Hydrogen Energy California Project (HECA), USA;
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia;

- Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania;
- CarbonNet, Australia;
- Lake Charles Methanol, USA;
- Riley Ridge Gas Plant, USA;
- Net Zero Teeside (*d. Teesside Collective Project*), Wielka Brytania.

Z zebranych informacji wynika, że **udział procentowy wychwytywanego i składowanego dwutlenku węgla** w całkowitej emisji elektrowni zintegrowanej z instalacją CCS jest zwykle rzędu **90-95%** (np. Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada), najczęściej około 90%, rzadziej mniejszy, przy czym zintegrowany z instalacją CCS może być jeden lub więcej bloków, a nie cała elektrownia (stąd np. skrajnie niski udział, wynoszący 20% dla Bow City Power Plant CO₂ Capture, Kanada), względnie część produkowanego strumienia CO₂ może być utylizowana w zintegrowanej z elektrownią instalacji przemysłowej do produkcji gazu syntezowego/wodoru/gazu syntetycznego (np. Kemper County Energy Facility, USA - do 67%). Dostępne informacje dotyczące instalacji do produkcji paliw syntetycznych wskazują, że, zależnie od technologii, wychwytywane jest od **50%** (Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA) do ponad **99%** (Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny) CO₂ wytworzonego w procesach gazyfikacji węgla. W instalacjach do produkcji wodoru, zależnie od stosowanej technologii, wychwytywane jest od **79%** (Quest, Kanada) do ponad **94%** (Northern Gas Network H21 North of England, Wielka Brytania) wytworzonego strumienia dwutlenku węgla. W zakładach chemicznych (produkujących amoniak, nawozy sztuczne, etanol) wychwytywane jest zwykle **90-99%** produkowanego CO₂ (np. Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream, Kanada - 98%; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA - do 90%). W instalacjach do oczyszczania gazu ziemnego może być wychwytywane od **75%** (Shute Creek Gas Processing Plant, USA) do, praktycznie, **100%** (Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada) produkowanego CO₂. Ponadto dostępne były informacje o udziale procentowym wychwytywanego i składowanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji instalacji jedynie dla pojedynczych projektów w przypadku cementowni, hut żelaza i stali oraz rafinerii ropy naftowej (a więc nie można tu podać zakresów wartości dla poszczególnych rodzajów instalacji). W przypadku instalacji o ujemnej emisji (BECCS – bioenergia wraz z CCS; wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla wytworzonego z fermentacji i/lub spalania biomasy, zamiast emisji CO₂ ze spalania paliw kopalnych) udział ten może „księgowo” przekraczać 100%. Podobna sytuacja może mieć miejsce w przypadku wychwytywania CO₂ bezpośrednio z powietrza (DAC).

Udział dwutlenku węgla w składzie wychwytywanego strumienia zawiera się zasadniczo w przedziale od **90%** (Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny) do blisko **100%** (Boundary

Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada), przy czym dominują wartości ponad 95%. Specjalnym przypadkiem jest projekt Shute Creek Gas Processing Plant (USA), gdzie zatłaczany jest (do złoża gazu ziemnego) gaz kwaśny, składający się w 50-65% z siarkowodoru oraz 35-50% dwutlenku węgla (zależnie od składu oczyszczanego gazu ziemnego), będący produktem ubocznym instalacji oczyszczania, pochodzącego z tego samego złoża, gazu ziemnego z domieszek (oraz produkcji CO₂ i helu), natomiast strumień dwutlenku węgla o wysokiej czystości (brak danych jakiej dokładnie) trafia do sieci rurociągów CO₂-EOR.

Jeśli chodzi o dostępne informacje na temat **składu wychwytywanego strumienia** dla tychże projektów, tzn. zawartości substancji innych niż CO₂, to są one nieliczne i na ogół fragmentaryczne (Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS” i zakładka „Gazy po wychwycie”). Stąd raczej trudno jest dokonać kompleksowej analizy składu wychwytywanego strumienia CO₂ dla rozpatrywanych projektów CCS. Generalnie można stwierdzić, że skład wychwytywanego strumienia CO₂ zależy od tego jakiego rodzaju instalacja jest źródłem CO₂ i jaka jest stosowana technologia wychwytu. Oznacza to, że analizowane informacje (dotyczące 19 wymienionych wyżej projektów) mogą być reprezentatywne dla podobnych instalacji, gdzie zastosowano analogiczne technologie wychwytu (i dla których nie dysponujemy tego rodzaju danymi).

Powyżej omówiono to zagadnienie dla instalacji Shute Creek Gas Processing Plant (USA), gdzie zatłaczany jest gaz kwaśny do złoża gazu ziemnego, jednakże przykład ten nie jest reprezentatywny dla pozostałych projektów CCS. Pozostałe 18 projektów, dla których były dostępne mniej lub bardziej kompletne dane na temat składu wychwytywanego strumienia, można sklasyfikować w następujący sposób:

- Elektrownia z wychwytem po spalaniu (Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania i Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject (ROAD), Holandia); strumień zawiera ponad 99,9% CO₂ i 0,03% N₂ oraz śladowe ilości H₂O i H₂.
- Elektrownia z wychwytem przed spalaniem – gazyfikacja węgla (Hydrogen Energy California Project (HECA), USA); strumień zawiera około 97% CO₂, 2% N₂, 1% CH₄ i 0,1% CO.
- Instalacja do produkcji paliw syntetycznych, w tym metanu (Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA); przykładowy strumień zawiera 96% CO₂, 0,9% H₂S, 3% CH₄ i in., 0,1% CO oraz śladowe ilości N₂ i H₂O.
- Instalacja do produkcji wodoru (Air Products Steam Methane Reformer, USA; Quest, Kanada); w zależności od stosowanej technologii strumień zawiera 97-99% CO₂; do 1,74% N₂, 0,61-0,65% H₂, 0,09-0,60% CH₄, oraz 0,02-0,16% CO.

- Zakłady chemiczne, w tym produkcja nawozów sztucznych (Lake Charles Methanol, USA; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny; Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO₂ Stream, Kanada; Coffeyville Gasification Plant, USA); w zależności od stosowanej technologii strumień zawiera 98,8-99,6% CO₂; do 0,37% N₂; do 0,2% CH₄, do 0,77% CO oraz do 0,37% H₂.
- Instalacja do oczyszczania gazu ziemnego (Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Sleipner CO₂ Storage, Norwegia; Lost Cabin Gas Plant, USA; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada; Riley Ridge Gas Plant, USA); w zależności od składu oczyszczanego gazu i stosowanej technologii, strumień zawiera 85-98% CO₂, do 15% CH₄ (i in.), do 6% H₂S, do 0,5% N₂ i śladowe ilości H₂O.
- Rafineria ropy naftowej (Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO₂ Stream, Kanada); przykładowy strumień zawiera 99,51% CO₂, 0,30% H₂, 0,07% CO, 0,1% CH₄ i in., oraz śladowe ilości N₂ i Ar.
- Klaster (rozmaitych) instalacji (Net Zero Teesside, Wielka Brytania; CarbonNet, Australia); w tym przypadku strumień zawiera 95-97,5% CO₂ na resztę składają się (w rozmaitych proporcjach, w zależności od instalacji) N₂, CH₄, H₂, CO, O₂, Ar oraz śladowe ilości NO_x, SO_x i H₂O.

Stąd można powiedzieć, że w przypadku instalacji energetycznych (wychwyt przed i po spalaniu) zdecydowanie przeważa dwutlenek węgla (zwłaszcza przy wychwycie 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, tlenku węgla i metanu.

Dla porównania zebrano dostępne informacje na temat planowanych kilka lat temu w Polsce 2 projektów demonstracyjnych: (PGE Bełchatów i PKE/ZAK Kędzierzyn; anulowane odpowiednio w 2013 i 2011 roku) oraz 1 planowanego projektu „CCS ready” (PGE Opole).

W przypadku projektu demonstracyjnego PGE Bełchatów planowano (prezentacja PGE z 2011 roku: dostępna na stronie [www. Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof.](http://www.stowarzyszenia.narzeczeefektywnosci.pl)

[Krzysztofa Żmijewskiego](#)) wychwytywanie (po spalaniu z wykorzystaniem zaawansowanej technologii amin; ang. *post-combustion with advanced amine technology*) i składowanie w strukturach geologicznych **1,66 mln ton** CO₂ rocznie, czyli około **30%** emisji z nowego bloku 858 MW (opalanego węglem brunatnym, uruchomionego w 2011 r.). Udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia miał wynosić **99,7%**, reszta to głównie azot, para wodna i tlen. Nowy blok 858 MW został wybudowany jako "Capture ready", tzn. odpowiednio zmodyfikowano obieg wody chłodzącej i spalin tak aby możliwe było zintegrowanie tych systemów z planowaną do wybudowania obok tego bloku instalacją wychwyty po spalaniu (PGE, 2015).

W projekcie PKE-ZAK Kędzierzyn planowano budowę elektrowni poligeneracyjnej z usuwaniem CO₂ (Sutor i Tchórz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010), w skład której miały wchodzić elektrociepłownia opalana węglem kamiennym ze współspalaniem gazu ziemnego i biomasy (o mocy 300 MWe i 125 MWt) oraz instalacja do produkcji metanolu z gazu syntezowego (514 tys. ton metanolu rocznie). Planowano wychwytywanie (przed spalaniem – gazyfikacja węgla; ang. *pre-combustion – coal gasification*) **3,21 mln ton** CO₂ (udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia ponad **99,5%**, reszta to głównie azot i tlenek węgla), tzn. około **93%** emisji elektrowni poligeneracyjnej, z czego docelowo około **2,5 mln ton** CO₂ przewidziano do składowania w strukturach geologicznych, a resztę (0,71 mln ton) do produkcji gazu syntezowego.

Dla nowych bloków („CCS ready”) 5 i 6 elektrowni Opolo (wybudowanych w latach 2014-2019; [strona PGE Opolo](#)), o mocy 900 MW każdy, planowano pierwotnie wychwytywanie **90%** emisji CO₂ w (100% strumienia, 90% sprawności), czyli **8,3-9,3 mln ton** CO₂ rocznie ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opolo](#)). Planowano zastosowanie analogicznej technologii wychwytywania CO₂ jak w przypadku nowego bloku 858 MW PGE Bełchatów, tzn. wychwytywanie po spalaniu z wykorzystaniem zaawansowanej technologii amin, udział CO₂ w składzie wychwytywanego strumienia ok. **99,7%** (i analogiczny skład strumienia).

Projekty CO₂-EOR wykorzystujące dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż).

W rozdziale 1.1 wspomniano o **projektach CO₂-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż).**

Większość tych naturalnych „składowisk” występuje w środkowo-zachodniej części USA (**Rys. 1.1**). Największy udział ma tu, eksploatowane na potrzeby wspomagania wydobycia ropy naftowej od 1983 roku, złożo McElmo Dome (SW Colorado, USA), produkujące około

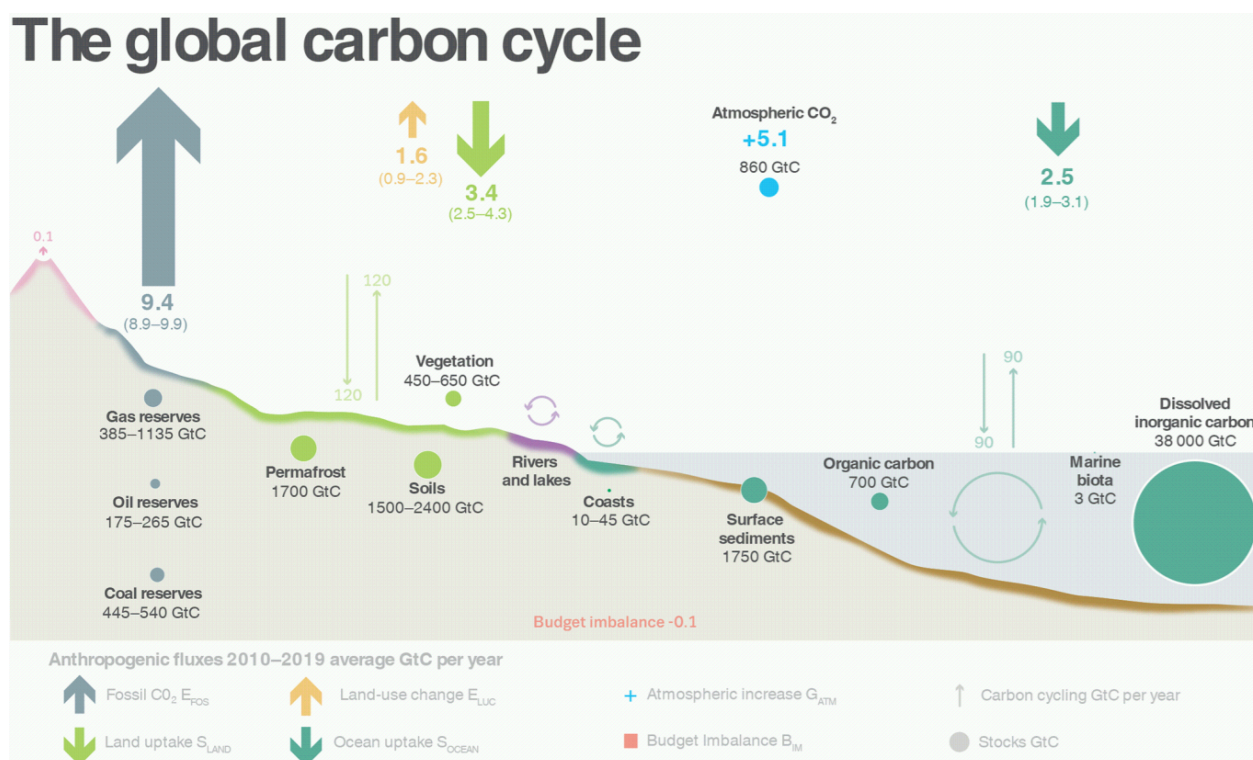
22,7 mln ton CO₂ rocznie, o aktualnych (na rok 2014) zasobach wydobywalnych wynoszących około 400 mld Nm³ gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014), tzn. prawie 800 mln ton CO₂ (występujący w złożu gaz zawiera głównie dwutlenek węgla). Sąsiadujące z nim złoża Doe Canyon produkuje rocznie około **2,0 mln ton** CO₂, a jego aktualne (na rok 2014) zasoby wydobywalne szacowane były na około 76 mld Nm³ gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014). Najdłużej dotychczas eksploatowane złoża Bravo Dome (NE New Mexico, USA) według stanu na rok 2014 zawierało około 400 mld Nm³ zasobów wydobywalnych gazu, a jego roczna produkcja CO₂ wynosiła około **8,2 mln ton** (Eppink i in., 2014). Złoża Sheep Mountain (Colorado, USA) produkuje rocznie około **0,9 mln ton** CO₂ rocznie, a jego zasoby wydobywalne są rzędu 45 mld Nm³ gazu (Eppink i in., 2014). Złoża Big Piney – LaBarge oraz Madden (Wyoming, USA) produkowały około **3,6 mln ton** (czystego) CO₂ rocznie (właściwie to produkcja miała miejsce w instalacjach przemysłowych CCS/CCUS, gdzie wydzielano ze strumienia gazu dwutlenek węgla, metan i siarkowodór), a ich zasoby wydobywalne (w większości niezagospodarowane) szacowane są na ponad 2 600 mld Nm³ gazu. Kilka mniejszych złóż na obszarze basenu Val Verde (Texas, USA) dało produkcję około **1,4 mln ton** (czystego) CO₂ rocznie (instalacja przemysłowa CCS/CCUS oddzielała dwutlenek węgla i metan), a ich zasoby wydobywalne są szacowane na około 206 mld Nm³ gazu (Eppink i in., 2014). Dwutlenek węgla pozyskiwany w ww. złożach (w sumie około **38,8 mln ton** czystego CO₂ rocznie) jest wykorzystywany do wspomagania wydobycia w ponad 100 złożach ropy naftowej, o rozmaitej wielkości, położonych na obszarze stanów: Teksas, Nowy Meksyk i Wyoming w USA. Udział CO₂ w składzie wydobywanego gazu wynosi w przypadku złoża McElmo Dome ponad **98%**, reszta to azot i, śladowo, hel i metan (White i in., 2001; Eppink i in., 2014). Dla złóż Doe Canyon, Sheep Mountain i Bravo Dome, udział ten wynosi odpowiednio **95%**, **97%** i **99%**. Złoża Big Piney – LaBarge zawierają 74-85% CO₂, reszta to metan. Złoża Madden oraz złoża w basenie Val Verde to zasadniczo złoża gazu ziemnego z domieszką dwutlenku węgla – złoża Madden zawiera tylko **20%** CO₂ (reszta to metan oraz niewielkie ilości siarkowodoru) a złoża w basenie Val Verde około **42%** CO₂ (reszta to metan i śladowej ilości helu; Eppink i in., 2014).

Położone na północ od Zatoki Meksykańskiej (poza „głównym” obszarem, scharakteryzowanym powyżej – patrz **Rys. 1.1**), złoża Jackson Dome (Missisipi, USA), o zasobach wydobywalnych rzędu 450 mld Nm³ gazu, produkuje rocznie około **18,8 mln ton** (czystego) CO₂ (Eppink i in., 2014; dane za rok 2013), wykorzystywanego do wspomagania wydobycia w 9 złożach ropy, położonych nad Zatoką Meksykańską (Louisiana, USA; Wallace i in., 2015). Udział CO₂ w składzie wydobywanego gazu wynosi średnio **90%** (Eppink i in., 2014), gaz wydobywany w stropowych partiach struktury zawiera do 99% CO₂ (Zhou i in., 2012), reszta to metan oraz azot i siarkowodór.

Podsumowując, w projektach CO₂-EOR w Ameryce Północnej wykorzystuje się do wspomagania wydobywania ropy naftowej około **52,6 mln ton** czystego CO₂ (plus nieznaczące domieszki w zatłaczanym strumieniu; 1-10% innych gazów, zależnie od złoża) wydobytego ze złóż i transportowanego bezpośrednio rurociągami. Ponadto, w wielu instalacjach przemysłowych CCS/CCUS prowadzi się rozdzielanie strumienia gazu wydobywanego ze złóż gazu ziemnego/CO₂, co daje kolejne **5 mln ton** czystego CO₂ rocznie (plus nieznaczące domieszki, zależnie od złoża), pochodzącego z naturalnych „składowisk”, zatłaczanego do złóż ropy naftowej.

Obieg węgla w przyrodzie

Obecnie uważa się, że emisje antropogenicznego dwutlenku węgla zaburzają naturalny, krótkoterminowy obieg węgla w przyrodzie (cykl węglowy), w którym zasadniczo naturalne emisje i procesy pochłaniania dwutlenku węgla (w tym fotosynteza) powinny się wzajemnie równoważyć. Według najnowszego raportu dotyczącego globalnego cyklu węglowego (Friedlingstein i in., 2020; **Rys. 2.1**) naturalny obieg węgla w ciągu roku obejmuje ok. 210 GtC (mld ton węgla), czyli ok. 750 Gt (mld ton) CO₂.



Rys. 2.1 Bilans globalnego cyklu węglowego, według Friedlingstein i in., 2020.

Natomiast emisje antropogeniczne ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych wynoszą blisko 10 GtC/rok, do czego jeszcze należy dodać użytkowanie i zmiany użytkowania ziemi przez człowieka (wycinanie lasów i zalesianie, rolnictwo) – emisje netto rzędu 1,6 GtC/rok. Autorzy raportu (Friedlingstein et al., 2020) 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 wzrasta o ok. 0,6%/rok (o ok. 5,1 GtC/rok, czyli o ponad 18,5 Gt CO₂ rocznie). Emisja z wulkanów jest szacowana na ok. 0,1 GtC/rok, czyli jest o dwa rzędy wielkości mniejsza od emisji antropogenicznych. Wynika to z faktu, że epoka geologiczna, w której żyjemy charakteryzuje się relatywnie niską aktywnością geologiczną, ale jak to będzie omawiane dalej, bywały okresy w przeszłości geologicznej, gdy aktywność ta była znacznie wyższa. 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 CO₂ 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

W fanerozoicznej przeszłości geologicznej Ziemi (ostatnie ~540 mln lat) występowały globalne zaburzenia cyklu węglowego, czego dowodzą raptowne zmiany stosunku stabilnych izotopów węgla ¹²C i ¹³C na rzecz izotopu lżejszego, co zwykle związane jest z dodatkowym źródłem węgla w postaci gazowej (dwutlenku węgla i metanu). Względny wzrost jego zawartości w skałach wskazuje więc na dodatkowe źródło węgla w obiegu (cyklu) węglowym. Podstawowym dodatkowym („zewnętrznym” wobec procesów biologicznych) źródłem węgla była aktywność tzw. wielkich prowincji wulkanicznych, o gigantycznych emisjach gazów, zupełnie nieporównywalnych ze współczesnymi. Co więcej, część tych gazów o podwyższonej zawartości lekkiego izotopu węgla nie pochodziła z degazyfikacji samej magmy, a z metamorfizmu kontaktowego – np. ze spiekania paleozoicznych utworów węglowych formacji Karoo przez intrudującą w nie magmę we wczesnej jurze (Sell et al., 2014). Było to swoistym, zachodzącym w naturze, prekursorem procesów technologicznych wykorzystywanych obecnie przez naszą cywilizację (np. produkcja cementu). Aktywność prowincji wulkanicznych była z kolei jednym z czynników spustowych wyzwalających kaskadę mobilizacji innych źródeł gazów cieplarnianych, w szczególności metanu (szybko

utlenianego do CO₂) oraz samego dwutlenku węgla. Fluktuacje emisji gazów cieplarnianych wiążą się ściśle ze zmianami stosunków izotopowych węgla w obiegu przyrodniczym. Zwykle w materii organicznej jest znacznie więcej izotopu cięższego (¹³C), ale metanogeneza (proces biogenicznego powstawania metanu ze szczątków organicznych) prowadzi do frakcjonowania izotopów, przez co biogeniczny metan jest wyjątkowo bogaty w izotop lekki (¹²C). Zawartość CO₂ (głównie z izotopową sygnaturą ¹²C) w atmosferze rosła, osiągając zakresy kilkakrotnie wyższe od obecnych. Wpływało to bezpośrednio na klimat, który był okresowo znacznie cieplejszy niż w ostatnim, stosunkowo chłodnym okresie (tzn. w ostatnich 2 milionach lat). Były to czasy innego obrazu planety niż obecny, bez czap lodowych na biegunach, ze znacznie wyższym poziomem wód oceanicznych, połączonym z ich zakwaszeniem, szerokim rozprzestrzenieniem warunków beztlenowych oraz zakwitami mikrobialnymi. Supercieplarniane okresy łączyły się z przebudową biosfery, spadkiem bioróżnorodności i wymieraniami gatunków.

Dla przykładu omówione zostaną dwie najlepiej poznane supercieplarniane anomalie klimatyczne fanerozoiku, związane jednocześnie z najsilniejszymi zaburzeniami cyklu węglowego: wczesnojurajska anomalia wieku wczesny toark (ok. 183 mln lat temu), nazywana toarckim oceanicznym wydarzeniem anoksycznym – (ang. „Toarcian Oceanic Anoxic Event”, w skrócie TOAE), oraz paleoceńsko–eocieńskie optimum klimatyczne (ang. „Palaeocene–Eocene Thermal Maximum”, w skrócie PETM) – ok. 55,5 mln lat temu. W obu przypadkach szacuje się, że średnie temperatury na Ziemi były o ok. 4-10 stopni wyższe (w zależności od paleoszerokości geograficznej) niż w okresach bezpośrednio poprzedzających i bezpośrednio po nich następujących (Dera i Donnadieu, 2012; Dunkley Jones i in., 2013).

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). Z kolei te procesy, prowadząc do podniesienia temperatury, powodowały po przekroczeniu określonego jej progu gwałtowną dysocjację metanu z oceanicznych hydratów (klatratów; Jenkyns, 1988; Hesselbo i in., 2000) oraz przyspieszony rozkład materii organicznej na lądach (Pieńkowski i in., 2016), co spowodowało emisję gazów cieplarnianych szacowaną na 5000 gigaton ekwiwalentu węgla (GtC; około 17 500 Gt CO₂) (Hesselbo i in., 2000, Beerling i in., 2002 - choć ostatnio sugeruje się znacznie wyższe wartości), natomiast z rozkładu materii lądowej z samego otoczenia basenu polskiego mogło się uwolnić w ciągu c. 600 000 lat trwania TOAE (a raczej

ułamka tego przedziału, gdyż nie musiał to być proces ciągły, lecz najprawdopodobniej cykliczny) do 700 GtC (Pieńkowski i in., 2016). Stworzyło to samonapędzający się mechanizm gwałtownego globalnego ocieplenia (Dera i Donnadieu, 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. Drugorzędne 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).

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 dolnojurajskiego systemu sekwestracyjnego w Polsce (formacji ciechocińskiej). Tym samym, stanowią argument wskazujący na bezpieczeństwo metody CCS (Pieńkowski, 2015).

Paleoceńsko–eoceńskie optimum klimatyczne

Paleoceńsko–eoceńskie 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_2 , CH_4) 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; De Conto i in., 2012) 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 CO₂ w atmosferze wskazują na bardzo szybkie, w skali czasu geologicznego, uwolnienie dużych ilości węgla do atmosfery, w trakcie PETM.

Okres wytworzenia się tzw. negatywnego wydarzenia węglowego (obniżenia udziału izotopu węgla ¹³C), 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 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 CO₂ 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 CO₂ 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 CO₂ 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 może przyczynić się do uwolnienia węgla z hydratów (klatratów) metanu, co wzmoże efekt cieplarniany).

Z kolei 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.

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 35 Gt CO₂/rok; Friedlingstein i in., 2020) może zostać osiągnięta w czasie najbliższych 300 lat (lub krótszym, jeśli tempo emisji wzrośnie; nie uwzględnia to dotychczasowych emisji - od początku ery przemysłowej) i jest możliwa do uzyskania z udokumentowanych i prognostycznych zasobów paliw kopalnych. Warto również zaznaczyć, że notowany gwałtowny, w skali geologicznej, wzrost zawartości CO₂ w atmosferze od ok. 277 ppm w 1750 r., w okresie pre-industrialnym (Joos i Spahni, 2008), do 405 ppm w 2018 r. (Dlugokencky i Tans, 2018) może odpowiadać antropogenicznej emisji dwutlenku węgla od początku ery przemysłowej (spalanie paliw kopalnych i inne procesy przemysłowe oraz użytkowanie i zmiany użytkowania ziemi), w sumie rzędu 2000 Gt CO₂ (około 570 GtC). Z kolei emisja wychwytywana (lub przewidziana do wychwytywania w najbliższych latach) przez instalacje CCS jest rzędu 0,04-0,22 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 (ponad 35 Gt CO₂/rok; Friedlingstein i in., 2020). 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 obarczone są znaczną dozą niepewności. W epizodach tych efekt cieplarniany związany był w istotnej części z rozkładem oceanicznych hydratów (klatratów) metanu, przy czym metan był następnie utleniany 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.

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 CO₂-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 wypływające 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 CO₂ 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 120-180 mln ton CO₂ rocznie (zakres wartości wynika z faktu, że dla niektórych projektów podawane są przedziały odnoszące się do ich dalszej rozbudowy).

Według najnowszego raportu Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2020](#), aktualna emisja antropogeniczna dwutlenku węgla na świecie związana ze spalaniem paliw kopalnych i innymi procesami przemysłowymi wynosi ponad **35 Gt CO₂/rok**, a wraz z emisjami netto z użytkowania i zmian użytkowania ziemi około **41 Gt CO₂/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., 2020). 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 CO₂**, 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 CO₂ na świecie o wielkość najwyżej 0,6%, a więc ich przydatność i skuteczność w zakresie ograniczenia emisji CO₂ 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.

Przykładowy scenariusz analizowany w najnowszym raporcie Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2020](#), obejmuje osiągnięcie w perspektywie do 2050 roku ilości CO₂ wychwytywanego na całym świecie w instalacjach CCS/CCUS wynoszącej 6,535 Gt/rok. Odpowiada to ok. 16% aktualnej globalnej emisji antropogenicznej dwutlenku węgla i pomogłoby w osiągnięciu celu zerowej emisji (CO₂) netto. Zakładając, że typowy duży projekt CCS/CCUS pozwala na ograniczenie antropogenicznej emisji dwutlenku węgla o około 2 mln ton CO₂/rok, oznaczałoby to budowę na całym świecie w perspektywie do roku 2050 ponad 3 tysięcy nowych instalacji CCS/CCUS (instalacji wychwyty oraz sieci i klastrów do transportu i składowania dwutlenku węgla). W raporcie GCCSI założono, że w produkcji energii paliwa kopalne zostaną w znacznej części zastąpione przez odnawialne źródła energii (100% energii z OZE nie wydaje się realne, przynajmniej w najbliższej przyszłości, gdyż np. dla prawidłowego funkcjonowania sieci energetycznej niezbędne są stabilne źródła energii, czyli spalanie paliw kopalnych, energia atomowa, ewentualnie lokalnie energia wodna) lecz w dalszym ciągu będą funkcjonować w wielu krajach elektrownie opalane węglem lub gazem ziemnym, wyposażone w technologię CCS/CCUS ([Global Status of CCS, 2020](#)). Specjalnym (i przyszłościowym) przypadkiem są instalacje bio-CCS (BECCS), gdzie wychwytywany i/lub utylizowany jest dwutlenek węgla pochodzący ze spalania i/lub utylizacji biomasy – są one zaklasyfikowane jako instalacje o ujemnej emisji CO₂, gdyż nie spalają one paliw kopalnych i wyłapują dwutlenek węgla ze spalania i/lub utylizacji (produkcji biopaliw) biomasy. Inną technologią o (bez wątpienia) ujemnej emisji CO₂ jest wyłapywanie dwutlenku węgla bezpośrednio z powietrza (DACCS), jednakże koszty wychwyty są tu, przynajmniej na chwilę obecną, dość wysokie. O ile energię pochodzącą ze spalania paliw kopalnych można, przynajmniej w znacznej części zastąpić przez OZE, to trudno to sobie wyobrazić w przypadku produkcji żelaza i stali, cementu, chemikaliów, czy też w procesach rafinacji ropy naftowej oraz produkcji paliw syntetycznych. Z tym ostatnim jest powiązane zagadnienie produkcji wodoru z przeróbki paliw kopalnych, tzn. węgla kamiennego i gazu ziemnego. Spalanie wodoru mogłoby być alternatywą dla paliw kopalnych w produkcji energii i w szeregu procesach przemysłowych, z tym, że wodór można najtaniej wytwarzać w procesie przeróbki węgla kamiennego lub gazu ziemnego (gdzie wytwarzany jest gaz syntezowy –

mieszanina tlenku węgla i wodoru), a powstały w końcowym etapie tego procesu dwutlenek węgla składować i/lub utylizować (np. w przedsięwzięciach EOR). Stąd technologie CCS/CCUS mogą być zintegrowane m.in. z procesami produkcji energii i biopaliw z biomasy oraz produkcji wodoru z paliw kopalnych, przyczyniając się istotnie do osiągnięcia celu zerowej emisji (CO₂) netto w perspektywie roku 2050 (raport Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2020](#)).

Teoretycznie funkcjonowanie w analogicznej perspektywie czasowej ok. 100 dużych projektów CCS/CCUS w Polsce zapewniłoby redukcję antropogenicznych emisji CO₂ o wartość odpowiadającą aktualnej emisji wszystkich krajowych instalacji energetycznych i przemysłowych objętych systemem ETS (blisko 200 mln ton CO₂/rok, w czym ok. 70% przypada na elektrownie i elektrociepłownie; strona [www Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)). W praktyce należy spodziewać się coraz mniejszych emisji z tytułu spalania paliw kopalnych w naszym kraju i wzrostu udziału OZE oraz rozwoju energetyki atomowej i wykorzystania wodoru (zgodnie z zamieszczonymi na stronie [www Ministerstwa Klimatu i Środowiska kolejnymi projektami polityki energetycznej Polski](#)), stąd najprawdopodobniej warto rozważyć wariant do około 50 takich instalacji wychwytu, zintegrowanych z sieciami i klastrami do transportu i składowania/utylizacji dwutlenku węgla w ilościach maksymalnie 100 mln ton/rok.

Jak wspomniano wcześniej, alternatywą dla paliw kopalnych w produkcji energii (a także w transporcie) i w szeregu procesach przemysłowych na świecie, jest wodór, który aktualnie można najtaniej wytwarzać w procesach przeróbki węgla kamiennego lub gazu ziemnego, przy czym jednym z produktów końcowych (obok wodoru) jest dwutlenek węgla, następnie składowany lub utylizowany (technologie CCS/CCUS). Zgodnie z projektem Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r., który został niedawno przekazany przez MKiŚ do konsultacji społecznych, nakreślającym cele i działania na rzecz budowy niskoemisyjnej gospodarki wodorowej, odnoszące się do trzech sektorów wykorzystania wodoru – energetyki, transportu i przemysłu, a także do jego produkcji, dystrybucji oraz koniecznych zmian prawnych i finansowania, przewiduje się m.in. produkcję wodoru z paliw kopalnych z wykorzystaniem technologii CCS/CCUS. Aktualnie w Polsce produkuje się ok. 1 mln ton wodoru rocznie, głównie przez rafinerie i zakłady chemiczne, w procesach przemysłowych wykorzystujących paliwa kopalne (projekt Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.), przy czym niewielka część wytworzonego w tych procesach dwutlenku węgla jest utylizowana, tzn. reszta emitowana jest do atmosfery.

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

3.1 Sprawozdanie

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](#)), dostępne informacje charakteryzujące warunki geologiczne składowania CO₂ oraz główne czynniki ryzyka i/lub sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania dla (w sumie) **91** projektów. Jednak nie zawsze były dostępne informacje wystarczające do przeprowadzenia tych analiz zgodnie z ww. wytycznymi. 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 Global CCS Institute](#) oraz zamieszczone tam raporty roczne – ostatnio za rok 2020 – [Global Status of CCS, 2020](#)).

W oparciu o analizę dokumentów Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **można podać następujące zagadnienia dotyczące warunków geologicznych składowania CO₂:**

- opcje składowania (poziomy solankowe i złoża węglowodorów);
- (wstępny) wybór miejsc składowania (dostępność danych, budowa geologiczna i ryzyka geologiczne, możliwe konflikty interesów oraz dostępność strumienia CO₂);
- modele geologiczne kompleksu składowania umożliwiające ocenę wykonalności i bezpieczeństwa składowania.

Z analizy dokumentów Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#) **oraz dostępnych materiałów dotyczących projektów CCS można też podać następujące czynniki ryzyka:**

- możliwości wycieku CO₂ (i ew. solanki bądź węglowodorów) poza kompleks składowania, w tym do wód użytkowych i na powierzchnię terenu (naturalne drogi ucieczki, odwierty);
- jakość uszczelnienia (parametry: miąższość, integralność, skład mineralny skał, kapilarne ciśnienie przebicia);
- zagrożenie sejsmicznością (mogące ewentualnie doprowadzić do powstania nowych dróg ucieczki CO₂).

Natomiast jeśli chodzi o kryteria klasyfikacji ryzyka to można wymienić następujące:

- charakterystyka możliwych zagrożeń (w szczególności, jakie istnieją możliwości wycieku CO₂ i ew. solanki czy węglowodorów poza kompleks składowania; jak wpływa na to jakość uszczelnienia czy ew. zagrożenie sejsmicznością);
- ocena narażenia (w jakim stopniu narażone mogą być skupiska ludzkie, czy wody użytkowe, czy ekosystemy);
- ocena skutków (jakie mogą być skutki omawianych wyżej zagrożeń dla skupisk ludzkich, wód użytkowych czy ekosystemów).

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 CO₂ w rozpatrywanych strukturach geologicznych. Podstawowe informacje dotyczące tych projektów zawarte są w bazie (**Załącznik A**; pola "KRÓTKI OPIS PROJEKTU", "KONFLIKTY INTERESÓW" i "UWAGI"), natomiast bardziej szczegółowe informacje, dotyczące zagadnień bezpieczeństwa składowania CO₂ zamieszczone są w **Załączniku B**. 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 wspomagania wydobywania ropy przez załaczanie CO₂ (CO₂-EOR) mamy permanentne składowanie dwutlenku węgla) są na ogół bardzo ogólnikowe, a jednocześnie opcja ta generalnie wiąże się z mniejszym ryzykiem geologicznym niż składowanie w poziomach solankowych.

Priorytetowe rozpatrywanie ryzyk składowania w poziomach solankowych i niski priorytet dla złóż węglowodorów wynikają z faktu, że szcerpane złoża węglowodorów to struktury dobrze rozpoznane i bezpieczne - sam fakt istnienia złoża węglowodorów świadczy o dobrej jakości pułapki złożowej. Poza tym, zatłaczanie CO₂, pochodzącego z naturalnych „składowisk” oraz antropogenicznego, do szcerpanych złóż węglowodorów prowadzi się celem wspomagania wydobycia ropy naftowej od 1972 roku (najstarszy, ciągle funkcjonujący projekt CCS obejmujący zatłaczanie antropogenicznego CO₂ do celów EOR to Terrell Natural Gas Processing Plant, USA). Ponadto, zatłaczanie dwutlenku węgla do szcerpanego złoża węglowodorów pozwala przywrócić ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu i tym samym np. zapobiec osiadaniu górotworu (osiadanie górotworu ma miejsce zwłaszcza po intensywnej eksploatacji dużych złóż gazu - np. Groningen w Holandii, gdzie występują związane z tym zjawiskiem wstrząsy sejsmiczne - van der Voort i Vanclay, 2015).

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

W przypadku 7 projektów funkcjonujących w chwili obecnej lub zakończonych:

- Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada;
- Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia;
- Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA;
- In Salah CO₂ Storage, Algieria (zakończony);
- Quest, Kanada;
- Sleipner CO₂ Storage, Norwegia;
- Snøhvit CO₂ Storage, Norwegia.

W przypadku 13 projektów uruchamianych i w budowie/realizacji, aktywnych, rzadziej anulowanych (do tej kategorii należą ponadto 4 niewymienione tu projekty, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- CarbonNet, Australia;
- CarbonSAFE Illinois – Macon County, USA;
- Don Valley Power Project, Wielka Brytania;
- Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA;
- Hydrogen Energy California Project (HECA), USA;

- Integrated Midcontinent Stacked Carbon Storage Hub, USA;
- Langskip CCS - Brevik Norcem, Norwegia;
- Langskip CCS - Fortum Oslo Varme, Norwegia;
- Project Tundra, USA;
- San Juan Generating Station Carbon Capture, USA;
- Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;
- Wabash CO2 Sequestration, USA;
- White Rose CCS Project, Wielka Brytania.

W przypadku **18** projektów na etapie prac studialnych, aktywnych, rzadziej anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 5 niewymienionych tu projektów, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania;
- C.GEN North Killingholme Power Project, Wielka Brytania;
- Caledonia Clean Energy, Wielka Brytania;
- China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny;
- Drax BECCS Project, Wielka Brytania;
- Dry Fork Integrated Commercial Carbon Capture and Storage (CCS), USA;
- Huaneng GreenGen IGCC Large-scale System (Phase 3), Chiny;
- HyNet North West, Wielka Brytania;
- Indiana Gasification, USA;
- Net Zero Teesside - CCGT Facility, Wielka Brytania;
- Northern Gas Network H21 North of England, Wielka Brytania;
- Korea-CCS 1, Republika Korei;
- Korea-CCS 2, Republika Korei;
- Net Zero Teesside (d. Teesside Collective Project), Wielka Brytania;
- Project ECO2S: Early CO2 Storage Complex in Kemper County, USA;
- Shenhua Ningxia CTL, Chiny;
- Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny;

- South West Hub, Australia.

W przypadku **3** projektów w fazie koncepcji (do tej kategorii należy ponadto 1 niewymieniony tu projekt, dla którego nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Datang Daqing CCS Project, Chiny;
- NORCEM Cement, Norwegia;
- Nord CCS, Francja.

Do tego należałoby dodać 3 zarzucone od paru lat projekty planowane, w których rozpatrywano opcję składowania w poziomach solankowych, jednak praktycznie nie były dla nich dostępne informacje na temat warunków geologicznych dla składowania CO₂ (YiHe Coal plant, Chiny; Saline Joinche, Włochy; CO₂ solutions and EERC, USA).

W sumie mamy **41 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 CO₂ (o różnym stopniu szczegółowości), czasami też informacje dotyczące oceny ryzyka składowania. Dla kolejnych 13 rozpatrywano opcję składowania w poziomach solankowych, ale brak było dla nich informacji niezbędnych do przeprowadzenia analiz.

W miarę dostępności danych przeanalizowano dla tych projektów warunki geologiczne - tzn. jakie formacje geologiczne są zbiornikiem (najczęściej piaskowce o wysokiej porowatości i przepuszczalności – np. Sleipner CO₂ Storage, Norwegia; Aquistore w ramach Boundary Dam **3** Carbon Capture and Storage, Kanada; rzadziej skały węglanowe – np. Nord CCS, Francja), jakie są typy pułapek (na ogół pułapki strukturalne, zwykle antykliny, rzadziej warstwy zapadające monoklinalnie – np. Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania), a w szczególności co stanowi uszczelnienie dla zbiornika - jaki typ skał jest uszczelnieniem, jaka jest jego miąższość oraz czy występują obok podstawowego, dodatkowe kompleksy uszczelniające. Jakość uszczelnienia stanowi główny czynnik ryzyka, i stąd była ona najważniejszym przedmiotem analiz warunków geologicznych. Trudno jest na podstawie zebranych informacji (**Załącznik B**) podać jaka średnia miąższość uszczelnienia dla składowiska może stanowić ryzyko, a jaka jest bezpieczna. W projekcie „Rozpoznanie formacji i struktur dla bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania” realizowanym dla Ministerstwa Środowiska (Wójcicki, red, 2013) przyjęto, za literaturą przedmiotu, jako bezpieczną wartość minimum 50 metrów dla podstawowego kompleksu uszczelniającego, a z drugorzędnymi kompleksami uszczelniającymi w sumie (minimum) 100 metrów. Jednakże było to tylko jedno z szeregu kryteriów. To kryterium jest stosowane na całym świecie przy wyborze składowisk i jak można zauważyć w

charakterystyce warunków geologicznych podanej w bazie (**Załączniku B**) jest ono spełnione przynajmniej w przypadku tych projektów, dla których podane są miąższości uszczelnienia (podobnie jak, zgodnie z zasadami sztuki, przy wyborze składowisk stosowane jest kryterium głębokości – odrzucane są struktury geologiczne, w których formacje zbiornikowe występują płycej niż 800 metrów, ponieważ w takich warunkach dwutlenek węgla występuje w stanie skupienia definitywnie uniemożliwiającym bezpieczne składowanie). Jednakże jakość uszczelnienia zależy od stopnia zuskokowania, wielkości zrzutów uskoków (jeśli dotyczy), rozkładu przestrzennego miąższości i składu formacji uszczelniających (jaki jest udział soli, łupków, iłowców, mułowców – w pierwszym przypadku mogą wystarczyć dziesiątki, w ostatnim potrzebne jest wiele setek metrów uszczelnienia; czy występują w istotnych ilościach minerały reagujące z CO₂ rozpuszczonym w solance), od tego czy ponad głównym kompleksem uszczelniającym mamy dodatkowe uszczelnienia i ile ich mamy oraz, co bardzo istotne, ile chcemy zatłoczyć w pojedynczym odwiercie i jak to wpłynie na podniesienie ciśnienia w kompleksie składowania i czy to ciśnienie nie przekracza ciśnienia dopuszczalnego dla rozpatrywanego uszczelnienia (następuje wtedy przebicie i migracja CO₂). Stąd przy wyborze struktur wykonuje się w miarę możliwości modelowania wykonalności i bezpieczeństwa składowania, zaś modelowania te kontynuuje się w miarę dopływu nowych danych pochodzących z coraz bardziej dokładniejszego rozpoznawania struktury. Jak wspomniano wcześniej, dostępne na ten temat informacje pochodzące z poszczególnych projektów są na ogół fragmentaryczne, zwłaszcza w przypadku projektów znajdujących się na wczesnych etapach realizacji, gdzie nie wybrano jeszcze definitywnie lokalizacji miejsc zatłaczania CO₂. Istotnym czynnikiem jest ponadto fakt czy składowanie odbywa się na lądzie czy pod dnem morza (w ostatnim przypadku dotyczy to np. projektów norweskich i brytyjskich).

W przypadku składowania na lądzie podstawowe ryzyko dotyczy możliwości migracji zatłoczonego dwutlenku węgla do podziemnych wód użytkowych i ewentualnie na powierzchnię terenu (występowania naturalnych dróg migracji bądź nieszczelnych odwiertów). Naturalne drogi migracji CO₂ mogą stanowić strefy uskokowe, co jest w pierwszej kolejności analizowane przy typowaniu lokalizacji składowiska (np. Indiana Gasification, USA), ponadto istotna jest ilość zatłaczanego CO₂ i geometria formacji zbiornikowych i uszczelniających – przy zatłoczeniu dwutlenku węgla w ilościach przekraczających pojemność struktury może on dalej migrować w obrębie formacji zbiornikowej aż natrafi na miejsca o niedostatecznej jakości uszczelnienia, co może skutkować wyciekami do formacji gdzie występują wody użytkowe (np. Datang Daqing CCS Project, Chiny; Gerald Gentleman Station Carbon Capture, USA; Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA).

Drugorzędne ryzyko wiąże się z występowaniem na obszarze składowiska CO₂ starych odwiertów – znaczna część z nich będzie prawdopodobnie wymagała ponownego zacementowania (np. CarboNet, Australia). Natomiast przy składowaniu pod dnem morza zasadnicze ryzyko dotyczy migracji CO₂ z kompleksu składowania ponad dno morza i oddziaływania na znajdujące się tam ekosystemy.

Ponadto, możliwe są konflikty interesów (na lądzie) odnośnie ewentualnego wykorzystania poziomów solankowych do celów geotermii (np. projekt Nord CCS, Francja) lub występowania ponad poziomem solankowym nieszczerpanych złóż węglowodorów (np. China Resources Power (Haifeng) Integrated Carbon Capture and Sequestration Demonstration, Chiny; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2), Chiny; Spectra Energy's Fort Nelson CCS Project, Kanada;) albo pokładów węgla (South West Hub, Australia; Wabash CO₂ Sequestration, USA).

Jeśli chodzi o klasyfikację ryzyka dla powyższych projektów to generalnie można stwierdzić, w oparciu o dostępne informacje, że możliwa jest ona w praktyce jedynie w przypadku projektów funkcjonujących, czy to od dłuższego czasu (np. Sleipner CO₂ Storage; długoletni monitoring i modelowania stwierdziły brak wycieków i wpływu na ekosystemy na dnie morza) czy też od niedawna (np. Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia; gdzie modelowania procesu zatłaczania dwutlenku węgla wskazywały raczej na ewentualny konflikt interesów związany z możliwością zanieczyszczenia pobliskich złóż gazu ziemnego przez CO₂ rozprzestrzeniające się w poziomach solankowych, niż „typowe” ryzyka) oraz ew. niegdyś funkcjonujących (In Salah, Algieria; możliwy był wyciek do poziomu wód użytkowych wykorzystywanych przez personel firmy naftowej eksploatującej złoża węglowodorów w tym rejonie - stwierdzono nieszczelność 2 otworów zatłaczających CO₂ i lokalne zanieczyszczenie gazu ziemnego dwutlenkiem węgla).

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)** dla 35 dużych projektów, dla których wybrano jako jedyną opcję składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/wspomaganie wydobywania (są to na ogół projekty EOR, rzadziej wykorzystujące szcerpane złoża gazu). Projekty, dla których rozpatrywane były opcje składowania zarówno w szcerpanych złożach węglowodorów/EOR jak i w poziomach solankowych omówiono wyżej (i również przeanalizowano dla nich, w miarę dostępności informacji, warunki geologiczne składowania CO₂ oraz ryzyka składowania).

W ramach tych prac zgromadzono informacje dla **16** projektów aktualnie funkcjonujących:

- Air Products Steam Methane Reformer, USA;
- Abu Dhabi CCS (Phase 1 being Emirates Steel Industries), ZEA;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with North West Redwater Partnership's Sturgeon Refinery CO2 Stream, Kanada;
- Alberta Carbon Trunk Line ("ACTL") with Agrium CO2 Stream, Kanada;
- Century Plant, USA;
- CNPC Jilin Oil Field CO2 EOR, Chiny;
- Coffeyville Gasification Plant, USA;
- Enid Fertilizer, USA;
- Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA;
- Lost Cabin Gas Plant, USA;
- Petra Nova Carbon Capture, USA;
- Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia;
- Qatar LNG CCS, Katar;
- Shute Creek Gas Processing Plant, USA;
- Terrell Natural Gas Processing Plant, USA;
- Uthmaniyah CO2-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska;

12 projektów w trakcie uruchamiania i w budowie/realizacji, aktywnych lub anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 1 niewymieniony tu projekt, dla którego nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Abu Dhabi CCS Phase 2: Natural gas processing plant, ZEA;
- Kemper County Energy Facility, USA;
- Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny;
- Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny;
- Cal Capture, USA;
- Lake Charles Methanol, USA;
- Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania;
- Port of Rotterdam CCUS Backbone Initiative (Porthos), Holandia;
- Rotterdam Opslag en Afvang Demonstratieproject ("ROAD"), Holandia;

- Santos Cooper Basin CCS Project, Australia;
- Texas Clean Energy Project, USA;
- The Medicine Bow Project, USA.

7 projektów na etapie prac studialnych oraz w fazie koncepcji, aktywnych lub anulowanych (do tej kategorii należy ponadto 5 niewymienionych tu projektów, dla których nie były dostępne informacje niezbędne do przeprowadzenia analiz):

- Bow City Power Plant CO2 Capture, Kanada;
- Dongguan Taiyangzhou IGCC with CCS Project, Chiny;
- Ervia Cork CCS, Irlandia;
- Quintana South Heart Project, USA;
- Riley Ridge Gas Plant, USA;
- Sinopec Eastern China CCS, Chiny;
- Sinopec Shengli Power Plant CCS, Chiny.

Złóża 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 (np. Petrobras Santos Basin Pre-Salt Oil Field CCS, Brazylia), anhydrytów (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada), łupków (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania) i mułowców (np. Sinopec Qilu Petrochemical CCS, Chiny). Głównym czynnikiem ryzyka może tu być występowanie licznych starych odwiertów, z których znaczna część wymagałaby (w przypadku nieszczelności) ponownego zacementowania (np. Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania). Nieszczelność odwiertu na lądzie mogłaby spowodować lokalny wyciek CO₂ do użytkowych poziomów wodonośnych, względnie na powierzchnię terenu (podwyższenie koncentracji CO₂ w powietrzu wokół odwiertu, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku) natomiast na dnie morza byłby to lokalny wpływ na występujący przy odwiercie ekosystem, w zależności od wielkości i czasu trwania wycieku.

Ponadto, jeśli chodzi o projekty pilotażowe, to w przypadku (trzech) małych projektów (Total Lacq CCS Project, Francja; Jingbian CCS Project, Chiny; Wuqi Yougou pilot test, Chiny) składowanie prowadzono odpowiednio w szcerpanym złożu gazu ziemnego w skałach węglanowych oraz w złożach ropy naftowej w piaskowcach (w formacjach o słabych lub przeciętnych własnościach zbiornikowych). Z uwagi na ilości zatłaczanego CO₂ (tysiące ton rocznie) ryzyka związane z funkcjonowaniem tych projektów są nieistotne. Natomiast

największe projekty pilotażowe (np. Core Energy CO₂-EOR, USA; Daqing Oil Field EOR Demonstration Project, Chiny) obarczone są porównywalnymi ryzykami geologicznego składowania jak duże projekty demonstracyjne i komercyjne omawiane wyżej. Przeważnie są to projekty wykorzystujące opcję geologicznego składowania w szcerpanych złożach węglowodorów/EOR. Natomiast duże projekty pilotażowe wykorzystujące opcję geologicznego składowania w poziomach solankowych są nieliczne i generalnie znajdują się na wczesnych etapach realizacji (np. Red Trail Energy BECCS Project, USA).

Sposoby nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania w projektach CCS/CCUS

Odnoszą się one do monitoringu składowisk (przed, w trakcie i po zakończeniu składowania) jak również zapisów prawnych regulujących te kwestie.

W związku z powyższym przeanalizowano dostępne informacje na temat monitoringu składowisk dla powyższych projektów (**Załącznik A** i **Załącznik B**; strona GCCSI, syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Rütters i in., 2013 oraz szereg publikacji odnoszących się do poszczególnych projektów CCS/CCUS). W miarę szczegółowe informacje na ten temat były dostępne głównie w przypadku projektów aktualnie funkcjonujących (13), w mniejszym stopniu projektów w trakcie uruchamiania (1), w budowie/realizacji (3) i na etapie prac studialnych (4), natomiast dla 3 projektów znajdujących się na wczesnych etapach realizacji informacje takie były bardzo ogólnikowe. Stąd przeanalizowano informacje na temat zakresu i celów realizowanego lub planowanego monitoringu w przypadku **21** projektów wykorzystujących rozmaite opcje składowania.

Z tego **4** projekty obejmują zatłaczanie do formacji solankowych pod dnem morza (Acorn Scalable CCS Development, Wielka Brytania – duży projekt na etapie prac studialnych; Carbonnet, Australia – w budowie/realizacji; Sleipner CO₂ Storage, Norwegia – funkcjonujący – Alnes i in., 2011 oraz Rabben i Ursin, 2011; Snøhvit CO₂ Storage, Norwegia – funkcjonujący – Eiken i in., 2011), **2** do formacji solankowych i/lub szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (HyNet North West, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych; Northern Gas Network H₂1 North of England, Wielka Brytania – na etapie prac studialnych) oraz **1** do szcerpanych złóż gazu pod dnem morza (Peterhead Gas CCS Project, Wielka Brytania – anulowany na etapie budowy/realizacji). Kolejne **3** projekty dotyczą składowania CO₂ na lądzie, na obszarach niezamieszkałych, z tego **2** w formacjach solankowych (Gorgon Carbon Dioxide Injection, Australia – Flett i in., 2009 – funkcjonujący; In Salah CO₂ Storage, Algieria – zamknięty po funkcjonowaniu przez szereg lat, składowanie w formacji solankowej

podścielającej złożu gazu – Eiken i in., 2011 oraz Ringrose i in., 2013) i 1 w szczypanym złożu ropy naftowej (Uthmaniyah CO₂-EOR Demonstration, Arabia Saudyjska). Pozostałe 11 projektów zlokalizowanych jest na lądzie w bliższym lub dalszym sąsiedztwie skupisk ludzkich. Z tego w przypadku 3 projektów opcją składowania są formacje solankowe (Illinois Industrial Carbon Capture and Storage, USA – funkcjonujący – Greenberg, 2015; Shenhua Ordos CTL Project (Phase 2) – anulowany na etapie prac studialnych, Chiny; Quest, Kanada – funkcjonujący – Brydie i in., 2014 oraz raport Shell, 2010), 1 – EOR i formacje solankowe (Boundary Dam 3 Carbon Capture and Storage, Kanada – funkcjonujący – raport PTRC, 2015, dotyczący części „solankowej” projektu, tzn. podprojektu Aquistore), a pozostałe 7 to wyłącznie EOR (Air Products Steam Methane Reformer, USA – funkcjonujący; CNPC Jilin Oil Field CO₂ EOR, Chiny – funkcjonujący; Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada/USA – funkcjonujący – Whittaker, 2010; Lake Charles Methanol, USA – budowa/realizacja; Lost Cabin Gas Plant, USA – funkcjonujący; Petra Nova Carbon Capture, USA – funkcjonujący; Yanchang Integrated Carbon Capture and Storage Demonstration, Chiny – uruchamiany – raport Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017).

Składowiska pod dnem morza monitorowane są głównie metodami geofizycznymi ukierunkowanymi na badanie kompleksu składowania (sejsmika, geofizyka otworowa, inne metody geofizyczne; detekcja „chmury” CO₂), prowadzi się też monitoring szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających, substancji znacznikowych dodawanych do zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla, a także pomiary sonarowe dna morskiego oraz pobór próbek z dna morskiego i wody morskiej, a nawet badanie habitatów/ekosystemów dennych. Natomiast przy składowaniu na lądzie z oczywistych względów istotne jest ponadto (obok badania kompleksu składowania, monitoringu szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających, a także substancji znacznikowych) monitorowanie nadkładu składowiska, w szczególności ośrodka gruntowo-wodnego, gdzie występują wody użytkowe narażone na zanieczyszczenie płynami złożowymi w przypadku nieszczelności składowiska, a także powierzchni terenu. Obejmuje to pobór próbek wód gruntowych i głębiej występujących użytkowych wód podziemnych (rzadziej też monitoring ciśnienia w obrębie wód użytkowych ponad składowiskiem), a także monitoring gleby (w tym powietrza glebowego) oraz szaty roślinnej, składu wód powierzchniowych i (rzadziej) deformacji gruntu w miejscu zatłaczania. Monitoring prowadzi się przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (monitoring bazowy/stanu początkowego), w trakcie funkcjonowania składowiska oraz po jego zamknięciu i likwidacji. Zakres monitoringu jest rozmaity dla poszczególnych projektów, przy czym generalnie najszerszy zakres stosowany jest w przypadku najnowszych projektów wykorzystujących składowanie w poziomach solankowych, a najwęższy dla najstarszych projektów w przypadku składowania w

sczerpanych złożach węglowodorów/EOR (ale nierzadko programy monitoringu w trakcie zatłaczania są dla nich rozszerzane, z tym, że w takim przypadku problemem może być brak monitoringu stanu początkowego w danym zakresie).

Zapisy prawne odnoszące się do nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla.

W krajach członkowskich (w tym w Wielkiej Brytanii, będącej dotychczas 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. Ponadto Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Działań w dziedzinie Klimatu) przygotowała szereg dokumentów pomocniczych (strony www - Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#), [GD3](#), [GD4](#)), które miały w założeniu wspomóc wdrożenie Dyrektywy w zakresie zagadnień szczegółowych dotyczących pełnego łańcucha CCS. Dokument GD1 dotyczy zagadnień oceny ryzyka dla (całego cyklu życia) projektów CCS, GD2 – szczegółowego rozpoznania geologicznego składowiska, składu transportowanego i zatłaczanego strumienia CO₂ oraz monitoringu i działań naprawczych, GD3 – przekazania odpowiedzialności za składowisko po jego zamknięciu, a GD4 – zagadnień finansowych, w tym zabezpieczenia finansowego, do którego zobligowany jest operator składowiska.

Analogiczne zapisy były i są wdrażane na szczeblu federalnym i stanowym w USA (w szczególności dotyczy to projektów w poziomach solankowych). Wcześniej dla projektów CO₂-EOR miały tam zastosowanie regulacje dotyczące węglowodorów – prawo federalne Safe Drinking Water Act, 1974, z późniejszymi zmianami (strona [US EPA](#)), do którego Federalna Agencja Ochrony Środowiska (US EPA) wydała w roku 1980 szereg rozporządzeń i wytycznych dotyczących projektów EOR i związanych z tym zagadnień ochrony użytkowych wód podziemnych (otwory klasy II – zatłaczanie związane z produkcją, wspomaganiem wydobywania i magazynowaniem węglowodorów; Tsang i in., 2002). Natomiast w latach 2010-2018 US EPA wydała szereg rozporządzeń i wytycznych dedykowanych permanentnemu składowaniu CO₂, dla całości cyklu życia projektów CCS (w formacjach solankowych oraz złożach węglowodorów po zakończeniu wydobywania), w tym monitoringowi (otwory klasy VI – geologiczna sekwestracja CO₂; strona [US EPA – otwory klasy VI](#); Korre i in., 2014). US EPA jest organem koncesyjnym dla składowania CO₂ w USA (otwory klasy VI i II).

Podobne zapisy wprowadzono w Australii i Kanadzie (transport i składowanie CO₂ na morzu jest w gestii rządu federalnego, na lądzie – poszczególnych stanów, za wyjątkiem transportu CO₂ między stanami; raport IEA - Stanley, 2016; syntetyczny raport projektu unijnego CGS Europe - Korre i in., 2014).

Zagadnienia techniczne nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla w USA przedstawione są w corocznym raporcie DOE/NETL (najbardziej aktualna edycja – NETL, 2017; obejmują zalecenia odnośnie opracowania planu monitoringu, wymogi prawne i rekomendacje odnośnie technik monitoringu atmosferycznego, przypowierzchniowego i wglębnego oraz przykłady zastosowań).

W przypadku Kanady najbardziej kompleksowe regulacje w przedmiotowym zakresie zostały opracowane przez prowincję Alberta, gdzie zlokalizowanych jest większość kanadyjskich projektów CCS/CCUS (wytyczne – Alberta Government, 2013; obejmują krótką charakterystykę technologii CCS i znaczenia jej wdrożenia dla gospodarki prowincji Alberta, cyklu życia projektów CCS, zalecenia odnośnie wyboru składowisk, ubiegania się o koncesje na rozpoznanie i składowanie, zagospodarowania składowiska i monitoringu stanu początkowego, zatłaczania CO₂ i monitoringu w trakcie zatłaczania, zabezpieczenia finansowego na potrzeby monitoringu po zakończeniu zatłaczania i nieprzewidzianych zdarzeń, zamknięcia składowiska i działań prowadzonych po zamknięciu). Punktem wyjścia do opracowania wspomnianych wytycznych i regulacji były doświadczenia w zakresie zatłaczania gazów kwaśnych, natomiast koncesje na składowanie CO₂ pozostają w gestii AER (Alberta Energy Regulator; Stanley, 2016). W prowincji Saskatchewan ramy prawne dla składowania CO₂ stanowią istniejące regulacje dotyczące węglowodorów – związane z ich produkcją, wspomaganiem wydobywania i magazynowaniem (Stanley, 2016).

Status legislacji i problematyka monitoringu składowisk CO₂ w Australii omówione są w raporcie Parsons Brinckerhoff (2012; obejmuje przegląd literatury na temat technik i wymogów dla monitoringu na wszystkich etapach życia projektu CCS, jak również obowiązujących regulacji w tym przedmiocie w Australii; ponadto obejmuje rezultaty dyskusji z interesariuszami w tym zakresie).

W Brazylii nie ma dotąd regulacji dedykowanych składowaniu dwutlenku węgla i na razie wykorzystuje się w tym przypadku ramy prawne dotyczące produkcji i wspomagania wydobywania węglowodorów, dla aktualnie funkcjonującego projektu CO₂-EOR (Ketzer i in., 2016).

Nie udało się znaleźć informacji dotyczących zagadnień nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania/monitoringu składowisk dwutlenku węgla dla Chin, Arabii Saudyjskiej i ZEA, przynajmniej jeśli chodzi o materiały w języku angielskim, ale najprawdopodobniej sytuacja

jest tam analogiczna jak w Brazylii (regulacje dotyczące produkcji i wspomagania wydobycia węglowodorów?).

Generalny wniosek z przedstawionych powyżej informacji jest taki, że nadzór i kontrola w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii jest najprawdopodobniej wystarczający w świetle ocen ryzyka dla poszczególnych projektów. Nie jest to wyłącznie wniosek wynikający z analizy dostępnych, najczęściej ogólnikowych i fragmentarycznych informacji dotyczących analiz ryzyka składowania, zestawionych z kolumnie „Ocena ryzyka składowania” w **Załączniku B**. Wynika to raczej z faktu, że w przypadku projektów realizowanych w Europie, Ameryce Północnej i Australii muszą być przestrzegane wymogi prawne i są sformułowane wytyczne odnośnie wdrażania tych wymogów (w tym odnoszące się do monitoringu składowisk) dla całego okresu życia poszczególnych projektów. Ich realizacja wymusza rzetelną ocenę ryzyka składowania w ramach poszczególnych projektów. Jak wspomniano wcześniej, informacje dotyczące analiz ryzyka zgromadzone są w bazie (**Załącznik B**) i można stwierdzić (w miarę dostępności informacji), że np. zakres monitoringu wymagany obowiązującymi w poszczególnych krajach regulacjami, zastosowany w przypadku realizowanych tam projektów jest wystarczający do wiarygodnej oceny ryzyka.

Z uwagi na fakt, że w rozdziale 1.1 zinventaryzowano podstawowe informacje na temat **projektów CO₂-EOR wykorzystujących dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) w USA**, dla porównania przeanalizowano dla nich informacje odnośnie warunków geologicznych, czynników ryzyka oraz sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania. Warunki geologiczne omawianych „naturalnych” składowisk (złóż) zostały scharakteryzowane w szczególności w raporcie DOE/NETL (Eppink i in., 2014) oraz w szeregu innych publikacji (np. Brock, 2014; Melzer, 2012; White i in., 2001; Zhou i in., 2012). Eksploatowane złoża występują przeważnie na znacznych głębokościach (nawet kilku km – analogicznej lub większej niż w przypadku antropogenicznych składowisk CO₂). Wyjątkiem jest tu złożo Bravo Dome, którego szczyt zalega na głębokości mniejszej niż 800 m, gdzie dwutlenek węgla może występować w fazie ciekłej a nie nadkrytycznej, preferowanej z uwagi na bezpieczeństwo składowania. Złoża te występują w szczelnych pułapkach strukturalnych, analogicznie jak w przypadku złóż węglowodorów (z tym, że na ogół są to struktury większe niż typowe złoża węglowodorów). Nie stosuje się dla nich innych sposobów nadzoru i kontroli bezpieczeństwa składowania (odnośnie „naturalnych” składowisk/złóż oraz złóż ropy naftowej, do których zatłacza się dwutlenek węgla, pozyskany z tych pierwszych, celem wspomagania wydobycia węglowodorów) niż przyjęte w przypadku eksploatacji złóż węglowodorów (Melzer, 2012). W USA działalność w zakresie produkcji węglowodorów (oraz produkcji dwutlenku węgla ze złóż, jak również CO₂-EOR) jest

regulowana na szczeblu federalnym przez Safe Drinking Water Act, 1974 (z późniejszymi zmianami), i pozostaje w jurysdykcji EPA (Federalnej Agencji Ochrony Środowiska; Korre i in., 2014). Poszczególne stany zaadaptowały to prawo federalne do warunków lokalnych wydając/korygując odpowiednie regulacje (rozporządzenia) o charakterze technicznym (Stanley, 2016).

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

4.1 Sprawozdanie

W ramach zadania przeanalizowano koszty wychwytu, transportu i składowania CO₂ dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy, mechanizmy wsparcia finansowego.

Koszty wychwytu, transportu i składowania CO₂ dla typowych dużych projektów CCS/CCUS oraz ich prognozy

Orientacyjne koszty stosowania technologii CCS (wychwytu, transportu, składowania) dla różnych typów i opcji dużych projektów (składowanie na lądzie, pod dnem morza, składowanie w poziomach solankowych i szcerpanych złożach węglowodorów) zawarte są w publikacjach Zero Emission Platform (ZEP, 2011a,b,c,d). Jednakże wielkości zamieszczone w tych opracowaniach są bardzo przybliżone (a koszty dla poszczególnych elementów pełnego łańcucha CCS i różnych typów projektów podane są w postaci dość szerokich przedziałów), a szacunki pochodzą sprzed blisko dekady.

Bardziej konkretne informacje na temat kosztów pełnego łańcucha CCS (obejmujące nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne) dostępne są w opracowaniach dotyczących projektów demonstracyjnych UE finansowanych ze środków programów European Energy Programme for Recovery (6 projektów na terenie krajów UE, w tym np. PGE Bełchatów – prezentacja PGE z 2011 roku: dostępna na stronie [www.Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego](#) – nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne przez okres 10 lat dają kwoty rzędu **1-1,5 mld euro** oraz anulowany projekt niemiecki Vattenfall Jämschwalde – CCSNetwork.eu, 2012 – koszt rzędu **1,5 mld euro**) i NER300 (projekt ROAD, Holandia – Huizeling i van der Weijde, 2011, strona [www.MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) – całkowity koszt około **1,2 mld euro**). Koszty globalne (lub wyliczone na tonę wychwytywanego i składowanego CO₂, względnie unikniętych emisji, tzn. poprzedniej wielkości pomniejszonej o emisje CO₂ związane z funkcjonowaniem pełnego łańcucha CCS) innych projektów, w szczególności tych realizowanych oraz będących w trakcie uruchamiania (głównie USA i Kanada) dostępne są w doniesieniach prasowych/stronach [www](#) dotyczących CCS (np. strona [www.MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) oraz strona [Zero Emission Resource Organisation](#)).

Ponadto w Polsce w ciągu ostatnich kilku lat (od momentu gdy weszła w życie i była następnie wdrażana do prawa polskiego Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla) firmy energetyczne planujące budowę nowych bloków energetycznych przedstawiały, jako załączniki do raportów oddziaływania na środowisko, wstępne studia wykonalności dla instalacji wychwytu, transportu i składowania dwutlenku węgla (nazywane ostatnio przeglądami ekologicznymi; np. przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole: ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)), zawierający wstępne szacunki kosztów tych przedsięwzięć. Koszty przykładowych projektów CCUS obejmujących wspomaganie wydobywania węglowodorów były szacowane w ramach zamówionego przez Ministerstwo Środowiska tematu "Program wspomagania wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂" (2011-2012; INiG & PIG-PIB; Lubaś, red., 2012; Lubaś i in., 2015).

Z kolei Irlam (2017) podaje dla warunków typowych dla USA zakres kosztów jednostkowych pełnego łańcucha CCS na tonę niewyemitowanego CO₂ (obejmujące nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne – ceny na rok 2015, funkcjonowanie instalacji przez okres 30 lat) w przedziale 74-97 \$/tCO₂ (~61-80 €/t) dla instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) – elektrowni opalanych węglem i wartość 89 \$/tCO₂ (~73 €/t) dla elektrowni opalanych gazem, co obejmuje, obok wychwytu CO₂ wraz z jego sprężaniem (dominująca pozycja kosztów) także koszty transportu i składowania szacowane w sumie na 12-15 \$/tCO₂ (~10-13 €/t). Podaje tam też szacunki kosztów takich instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) w Polsce **70-87 \$/tCO₂ (~57-71 €/t)** dla elektrowni opalanych węglem i wartość **92 \$/tCO₂ (~75 €/t)** dla elektrowni opalanych gazem (co też zawiera koszty transportu i składowania w analogicznym zakresie jak w USA). Natomiast koszty jednostkowe produkcji energii dla warunków typowych dla USA są szacowane na 124-141 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 78 \$/MWh dla elektrowni opalanych gazem w przypadku instalacji demonstracyjnych (*First Of a Kind*) oraz 102-108 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 62 \$/MWh dla opalanych gazem w przypadku instalacji komercyjnych. Podane tam koszty jednostkowe produkcji energii dla instalacji bez CCS wynoszą 75-95 \$/MWh dla elektrowni opalanych węglem i 49 \$/MWh dla opalanych gazem (a więc technologia CCS może podrożyć produkcję energii o 48-65% w przypadku instalacji demonstracyjnych i być może o 14-36% w przypadku instalacji komercyjnych).

Natomiast w opracowaniu Bartela i in. (2018) autorzy szacują, że zastosowanie technologii CCS w przypadku całej elektrowni Bełchatów (modernizacja istniejących bloków energetycznych względnie budowa nowych, funkcjonowanie instalacji CCS przez okres 30

lat) spowoduje wzrost ceny energii elektrycznej o 89-150%, co wydaje się być niespójne z szacunkami Irlam (2017).

Z kolei w prezentacjach CCS Cost Network, 2016 podawane są analogiczne koszty jednostkowe produkcji energii dla elektrowni opalanych węglem, za wyjątkiem jednej z pierwszych instalacji demonstracyjnych w USA (zarzuconej), gdzie takie koszty szacowano na 179 \$/MWh dla funkcjonowania instalacji przez okres 30 lat. Ponadto analizowane są tam poszczególne elementy kosztów transportu i składowania.

Raporty roczne [Global CCS Institute](#) z lat 2019-2020 podają, że postęp technologiczny w ciągu ostatniej dekady w Ameryce Północnej spowodował zmniejszenie jednostkowych kosztów wychwytu (i sprężania) dwutlenku węgla z elektrowni węglowych, w wariantach wychwytu po spalaniu (podobnie jak dla planowanej i zarzuconej instalacji w Bełchatowie) z ok. 100 \$/tCO₂ (ok. 82 €/tCO₂) dla pierwszych instalacji demonstracyjnych do 65 \$/tCO₂ (ok. 53 €/tCO₂) dla kolejnych i szacują, że do końca lat 2020-tych koszty te mogą obniżyć się nawet do 40-47 \$/tCO₂ (ok. 33-39 €/tCO₂), a przynajmniej o 20%. Natomiast koszty jednostkowe wychwytu CO₂ z nowych (dużych) instalacji do oczyszczania gazu są obecnie szacowane na 20-25 \$/tCO₂ (ok. 16-21 €/t CO₂). Do tego należy oczywiście doliczyć koszty transportu i składowania, ale w każdym przypadku wychwyt ze sprężaniem stanowi największą pozycję kosztów projektu CCS.

Analizy prognoz rozwoju technologii CCS w Europie na podstawie materiałów sieci naukowej EASEC

W maju 2013 roku wydany został raport Naukowej Rady Ekspertów Europejskich Akademii (European Academies Science Advisory Council - EASAC) pt. „Carbon Capture and Storage in Europe”. Zespół liczył 17 ekspertów z europejskich instytucji naukowych - wśród nich jeden z PIG-PIB (EASAC, 2013) oraz 8 recenzentów. W raporcie tym podsumowano ówczesny aktualny stan wiedzy dotyczący łańcucha CCS. Koszty wdrożenia całego łańcucha technologii CCS eksperci przyjmują za ZEP (2011 a, b, c, d), w zakresie 33-71 €/t CO₂ - dla elektrowni węglowych i 69-126 €/t CO₂ dla elektrowni gazowych. Zdaniem ekspertów nie ma nadziei na przełomowy spadek kosztów wychwytu CO₂ ze strumienia spalin. Dolne granice przedziałów kosztowych uwzględniają spadek kosztów o maksymalnie 30-45% na skutek wystąpienia efektu dużej skali inwestycji, tzn. przejścia od instalacji demonstracyjnych do seryjnej skali przemysłowej. Obecne (grudzień 2020 r.) ceny uprawnień do emisji 1 tony CO₂ w krajach Unii Europejskiej są rzędu **30 euro** (strona [Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)) co sprawia, że dla elektrowni węglowych koszt wdrożenia CCS jest ciągle nieopłacalny. Taka cena uprawnień wskazuje, że w przypadku najbardziej

optymistycznych szacunków dla elektrowni węglowych koszt wprowadzenia technologii CCS mógłby się zwrócić, a w przypadku prognozowanego dalszego wzrostu ceny uprawnień, może być opłacalny. Ponieważ jednak widełki kosztów wdrożenia CCS są szerokie zasadniczą kwestią byłoby sprecyzowanie tych kosztów dla konkretnych elektrowni. Co do elektrowni gazowych to koszt wychwytu CO₂ jest tak duży, że przewidywać można nieopłacalność tej technologii przez dłuższe lata. Niemniej, sytuacja mogłaby ulec zmianie gdyby można było to połączyć z technologią wspomagania wydobywania węglowodorów – EHR (Enhanced Hydrocarbon Recovery).

W tej perspektywie dłuższego czasu (np. w perspektywie roku 2050) należałoby również rozważyć, czy warto inwestować długofalowo w rozwój technologii wychwytu CO₂ ze strumienia spalin oraz na jaką skalę przewidzieć inwestycje w CCS. Opłacalność inwestowania w technologię wychwytu jest funkcją tempa w jakim duże gospodarki będą odchodziły od energetyki węglowej. Technologia ta nie będzie progresywna – tzn. będzie miała malejące w czasie znaczenie dla gospodarki światowej, gdy spadać będzie liczba elektrowni węglowych w krajach objętych systemem opłat za emisję. Wydaje się, że większą efektywnością kosztową i atrakcyjnością rynkową będą się cieszyć nowe technologie pozyskania energii ze źródeł bezemisyjnych i składowania energii, które warto rozwijać.

W przypadku systemowego podejścia do składowania CO₂ o skali istotnej dla gospodarki i środowiska (np. obejmującej > 10% emisji ze źródeł stacjonarnych) przewidywać można jednostkowy spadek kosztów wdrożenia tej inwestycji na tonę CO₂. Jednak rozbudowa wspólnej dla emitentów sieci rurociągów i wspólnych składowisk okupiona byłaby dłuższym czasem planowania i budowy infrastruktury. Zgodnie z ekspertyzą EASAC (2013), dochodzenie do dużej skali infrastruktury wymaga wykonania wielu faz inwestycji związanych z: rozpoznaniem lokalizacji, wyborem miejsc optymalnych do składowania, zintegrowania z nimi systemu rurociągów, dopasowanego do instalacji wychwytu wielu emitentów. Tak skomplikowana inwestycja o znacznym stopniu integracji wielu podmiotów przemysłowych byłaby czasochłonna. Przewiduje się, że dla takiego scenariusza w warunkach europejskich składowanie CO₂ można by rozpocząć od 20 lat (w wariantcie optymistycznym) do 25 lat (w wariantcie pesymistycznym) od momentu rozpoczęcia jej planowania. O ile w krajach o centralnym planowaniu – jak Chiny, inwestycję taką można by przeprowadzić znacznie szybciej, o tyle w warunkach polskich wariant pesymistyczny czasu jej realizacji można uznać za optymistyczny. Jeżeli infrastruktura taka miałaby być rentowna, to powinna pracować przez kolejne dziesiątki lat. Czyli realistyczny horyzont czasowy funkcjonowania takich instalacji na skalę przemysłową to przedział lat 2045 – 2070 i dłużej. Należałoby rozważyć, czy w tych latach będą w Polsce rentowne kopalnie węgla i bloki węglowe, które mogłyby zasilać instalacje CCS o dużej skali.

W przypadku mniejszej indywidualnej inwestycji jednego podmiotu czas wdrożenia technologii CCS byłby znacznie krótszy. W świetle doświadczeń z zarzuconą instalacją demonstracyjną dla Elektrowni Bełchatów, założyć można, że dla bloku energetycznego CCS-ready instalacja taka mogłaby zacząć prace już po 6 latach od rozpoczęcia planowania. Wynika z tego wniosek, że wdrożenie technologii CCS należy rozważać jedynie w ograniczonej skali, dla pojedynczych największych elektrowni węglowych, które mają dostęp do największych własnych zasobów węgla.

Koszty typowych dużych projektów CCS/CCUS dla różnych opcji składowania

Na podstawie powyższych informacji, jak również wyników prac prowadzonych przez PIG-PIB w ramach projektów unijnych (np. projekt CGS EUROPE) oraz publikacji zamieszczonych na stronie GCCSI publikacji (np. Irlam, 2017) i raportów można podać **orientacyjne koszty typowych dużych projektów CCS/CCUS dla różnych opcji składowania (i ocenić zasadność ekonomiczną tych projektów).**

Generalnie można stwierdzić, że w ramach pełnego łańcucha CCS najpoważniejszą pozycję kosztów globalnych (nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych) stanowi wychwyt i sprężanie dwutlenku węgla pochodzącego z instalacji energetycznych lub procesów przemysłowych (rzędu **80-85%**; zakres około 64-72 \$/tCO₂ (czyli ok. 53-59 €/tCO₂) w warunkach typowych dla USA, gdzie technologia CCS jest najbardziej zaawansowana, dla instalacji demonstracyjnych/*First of A Kind* – elektrowni opalanych węglem; Irlam, 2017). Koszty te kształtują się zależnie od wielkości instalacji – im większa instalacja tym koszt jednostkowy niższy, oraz stosowanej technologii.

Zapewne do końca najbliższej dekady koszty wychwytu (i sprężania) mogą, według Global CCS Institute, ulec obniżeniu o co najmniej 20% dla instalacji *First of a Kind*, czyli *demonstracyjnych* (i więcej dla kolejnych, komercyjnych). Koszty transportu są najczęściej rzędu **10%** całości (zakres **2-10 €/tCO₂**; najniższe wartości dla zintegrowanych sieci rurociągów na lądzie, najwyższe dla pojedynczego rurociągu na dnie morza, im dłuższy rurociąg tym koszt wyższy; w przypadku transportu statkami 10-15 €/t; ZEP, 2011c), a koszty składowania rzędu **10-15% (1-20 €/tCO₂**; niższe dla składowisk na lądzie niż na morzu, niższe dla sczerpanych złóż węglowodorów niż dla struktur solankowych o tej samej wielkości, im większe składowisko tym koszt jednostkowy niższy; obejmują one też opłaty/podatki za składowanie, zależnie od zapisów prawnych obowiązujących w danym kraju; ZEP, 2011d). Szacunki łącznych kosztów transportu i składowania w warunkach

typowych dla USA (Irlam, 2017) to **10-15 \$/tCO₂** na lądzie i **16-37 \$/t CO₂** na morzu, a więc nie odbiegają one zbytnio od szacunków ZEP (2011c,d).

Najistotniejszy wpływ na koszty projektów CCS wykorzystujących antropogeniczny CO₂ pochodzący ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych mogą mieć postępy w rozwoju technologii wychwytu dwutlenku węgla, zwłaszcza w instalacjach energetycznych (jeśli porówna się szacunki ZEP, 2011b i Irlam, 2017 oraz raporty roczne [Global CCS Institute](#), to widać, że wcześniejsze prognozy kosztów dużych projektów demonstracyjnych i komercyjnych w perspektywie ostatniej dekady były zbyt optymistyczne, ale jednocześnie nastąpił pewien postęp jeśli wziąć pod uwagę szacunki kosztów ze studiów wykonalności oraz rzeczywiste koszty dla coraz to nowszych projektów) oraz w produkcji stali i cementu. Technologie stosowane przy transporcie i składowaniu CO₂ to generalnie technologie dojrzałe, sprawdzone w przemyśle naftowym (nie mówimy tu o ryzyku geologicznym składowania) i stąd nie należy się spodziewać znaczących redukcji ich kosztów jednostkowych w najbliższej przyszłości.

Osobne zagadnienie stanowią projekty (CCUS) ze składowaniem w (nie do końca) sześcianach złóż węglowodorów, ze wspomaganie wydobywania ropy przez zatłaczanie CO₂ (CO₂-EOR), gdzie dopiero po zakończeniu produkcji węglowodorów możemy mówić o permanentnym składowaniu dwutlenku węgla (patrz rozdział 1.1 oraz 3.1). Technologia ta jest stosowana na skalę przemysłową głównie w USA, gdzie większość CO₂ wykorzystywanego do wspomaganie wydobywania ropy naftowej pochodzi z naturalnych „składowisk” – złóż dwutlenku węgla (Wallace i in., 2015). Aktualny średni koszt pozyskania CO₂ z tych złóż (wraz z marżą operatora „składowiska”) wynosi około **20 \$/tCO₂** (Eppink i in., 2014; czyli **~17 €/tCO₂**), zaś średnia cena CO₂ dostarczanego przez operatora rurociągu do złoża ropy jest szacowana na **25 \$/tCO₂** (Wallace i in., 2015; czyli **~21 €/tCO₂**), tzn. koszty transportu i sprężania dwutlenku węgla wpuszczanego w rurociąg są rzędu **5 \$/tCO₂** (koszty składowania są tego samego rzędu wielkości, tzn. **3-6 \$/tCO₂**; Irlam, 2017; złoża ropy są zlokalizowane na lądzie). Antropogeniczny CO₂ wykorzystywany do wspomaganie wydobywania ropy naftowej w Ameryce Północnej pochodzi w większości z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego (np. Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Lost Cabin Gas Plant) i gazyfikacji węgla (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada). Koszty wychwytu i sprężania CO₂ w tych instalacjach są analogiczne jak w przypadku pozyskiwania ze złóż dwutlenku węgla, tzn. rzędu **20 \$/tCO₂** (Irlam, 2017; strona www [MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#)), podobnie jak koszty transportu i składowania. Oznacza to, że projekty CO₂-EOR są generalnie zasadne ekonomicznie, ponieważ po stronie przychodów mają dodatkową, znaczącą produkcję ropy naftowej, przy relatywnie niskiej cenie CO₂

wykorzystywanego do wspomagania wydobycia ropy (oczywiście zależy to też od aktualnej ceny rynkowej ropy).

Powyższe rozważania obejmują koszty wychwytu, transportu i składowania CO₂ dla typowych dużych projektów CCS/CCUS. Na podstawie omawianych powyżej informacji zestawiono orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS (**Tabela 4.1**), dla szeregu wariantów/scenariuszy, jakie mogłyby być ewentualnie realizowane w warunkach polskich, dla różnych opcji składowania – projektów demonstracyjnych *First of a Kind*, **w ciągu najbliższej dekady**. Szacunki sporządzono na podstawie ZEP, 2011a,b,c,d (w zasadzie także EASAC, 2013, ale opracowanie to bazuje na raportach ZEP) i Irlam, 2017, a ponadto przyjęto za raportami GCCSI 20% redukcję kosztów wychwytu i sprężania. Odpowiadające tym wariantom szczegółowe scenariusze dla przykładowych (względnie) dużych projektów CCS/CCUS w warunkach polskich omawiane są w następnym rozdziale (**5.1**).

Generalnie nie należy się spodziewać w przyszłości (w najbliższych dekadach) zmian kosztów transportu i składowania, natomiast zmiany takie mogą nastąpić w przypadku instalacji wychwytu. Irlam (2017) prognozuje, że koszt instalacji wychwytu w nowych elektrowniach po szerokim, komercyjnym zastosowaniu technologii CCS może spaść do około 70% kosztów szacowanych aktualnie dla instalacji demonstracyjnych (tzn. podanych w **Tabeli 4.1**). Nie podaje on jednakże horyzontu czasowego, jedynie sugeruje, że musi dojść do budowy szeregu takich instalacji (demonstracyjnych, przedkomercyjnych), aby koszty spadły do prognozowanego poziomu (**w przypadku Polski zapewne po roku 2030**). Na tej podstawie w **Tabeli 4.2** przedstawiono orientacyjne prognozy kosztów instalacji komercyjnych CCS, przy założeniu, że koszty instalacji wychwytu (i sprężania) CO₂ spadną do 70% wartości przyjętych w **Tabeli 4.1**. Przedziały kosztów dla transportu i składowania uwzględniają budowę i funkcjonowanie odpowiedniej infrastruktury. Koszty globalne komercyjnych projektów CCS/CCUS (realizowanych po demonstracyjnych) spadłyby w takim przypadku o dwadzieścia kilka procent w stosunku do kosztów projektów demonstracyjnych.

Tabela 4.1 Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów demonstracyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO₂ rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO ₂) / Koszty	Wychwyt [€/tCO ₂]	Transport [€/tCO ₂]	Składowanie [€/tCO ₂]	Koszt całkowity ³ [mld €]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	43	2-5	2-5	7,05 ÷ 7,95
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	46	3-6	3-6	3,90 ÷ 4,35
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	48	4-8	4-8	1,68 ÷ 1,92
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	51	8-20	8-20	0,67 ÷ 0,91

Tabela 4.2 Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów komercyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO₂ rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO ₂) / Koszty	Wychwyt [€/tCO ₂]	Transport [€/tCO ₂]	Składowanie [€/tCO ₂]	Koszt całkowity [mld €]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	30	2-5	2-5	5,10 ÷ 6,00
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	32	3-6	3-6	2,85 ÷ 3,30
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	34	4-8	4-8	1,26 ÷ 1,50
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	36	8-20	8-20	0,52 ÷ 0,76

Mechanizmy wsparcia finansowego projektów CCS/CCUS

W krajach UE (jak podano w rozdziale 1.1, w krajach członkowskich UE nie ma dotąd dużych, funkcjonujących projektów CCS, w Europie projekty takie funkcjonują w Norwegii – kraju stowarzyszonym z UE) możemy generalnie podać jako przychody projektów CCS wpływy z uprawnień od unikniętych emisji CO₂. Ceny uprawnień do emisji CO₂ w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) są aktualnie (grudzień 2020 r.) rzędu **30 €/tCO₂** (strona [www. Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](http://www.Krajowego_Ośrodka_Bilansowania_i_Zarządzania_Emisjami)), a więc **sa parokrotnie mniejsze** od globalnych kosztów CCS. Dlatego też realizacja projektów CCS jest niemożliwa bez dodatkowego dofinansowania. Tego rodzaju rozwiązania (handel uprawnieniami do emisji) nie są stosowane przez innych wielkich emitentów CO₂ na świecie (jak Chiny, czy też, do pewnego stopnia, USA). Specjalny przypadek w Europie stanowi

³ Dla ilości zatłoczonego CO₂.

Norwegia, która jest objęta EU ETS, a ponadto od 1991 roku stosuje podatek od emisji (ucieczki) CO₂ przy wydobyciu węglowodorów (McCoy, 2014) wynoszący 1 NOK/Nm³ CO₂ (Gavenas i in., 2015) czyli około **54 €/tCO₂**. W rezultacie projekty Sleipner i Snøhvit, eliminujące emisje CO₂ przy wydobyciu (i oczyszczaniu) gazu ziemnego, były i są zasadne ekonomicznie.

Natomiast warte szczególnej uwagi są mechanizmy wsparcia projektów CCS/CCUS, wdrażane od niedawna w USA – 45Q Tax Credit i California LCFS (raport roczny na stronie [www Global CCS Institute](http://www.GlobalCCSInstitute.org) [The Global Status of CCS, 2020](https://www.GlobalCCSInstitute.org/publications/the-global-status-of-ccs-2020)), które przyczyniły 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, a w roku 2018 wprowadzono znacznie korzystniejsze zapisy. Przewidziano w nim (Beck, 2020) wsparcie dla projektów CCS/CCUS w USA, które osiągną do 1 stycznia 2024 roku etap uruchamiania (realizacji inwestycji pełnego łańcucha CCS), obejmujących składowanie w formacjach solankowych i szcerpanych złożach gazu (składowanie minimum 0,5 mln tCO₂/rok z elektrowni, minimum 0,1 mln tCO₂/rok z innych instalacji przemysłowych oraz minimum 0,1 mln tCO₂/rok dla wychwytywania CO₂ bezpośrednio z powietrza atmosferycznego; odliczenie od podatku 28-50 \$/tCO₂ – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026), EOR (zatlaczanie minimum 0,5 mln tCO₂/rok z elektrowni, minimum 0,1 mln t/rok z innych instalacji przemysłowych oraz minimum 0,1 mln t/rok dla wychwytywania CO₂ bezpośrednio z powietrza atmosferycznego; odliczenie od podatku 17-35 \$/tCO₂ – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026) oraz innych projektów CCUS (utyliczacja 0,025-0,500 mln tCO₂/rok; odliczenie od podatku 17-35 \$/tCO₂ – wzrastające odpowiednio w latach 2018-2026). Wsparcie może być przyznane na okres maksymalnie 12 lat. Z kolei California LCFS to standard dla paliw o obniżonej emisji CO₂ (LNG, olej napędowy, biopaliwa – etanol, biogaz i olej napędowy z biomasy) i jednocześnie mechanizm wspierania produkcji takich paliw gdy związane z ich produkcją emisje dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych są niższe od pewnego progu. W roku 2018 przepisy te zostały rozszerzone o możliwość wsparcia projektów CCS/CCUS, w ramach których prowadzi się produkcję i transport paliw sprzedawanych na terenie stanu Kalifornia oraz projektów obejmujących wychwytywanie CO₂ bezpośrednio z powietrza atmosferycznego (DAC), realizowanych gdziekolwiek, nie tylko w Kalifornii (Townsend i Havercroft, 2019). Z kolei podmioty, które sprzedają w Kalifornii paliwa o emisji przekraczającej ustalony próg muszą zrekompensować ten fakt – w ten sposób funkcjonuje rynek uprawnień do emisji z paliw dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych sprzedawanych, gdzie podmioty realizujące projekty CCS/CCUS mogą handlować przyznanymi uprawnieniami/kredytami (aktualna cena to 190-200 \$/tCO₂). Obydwa

mechanizmy wsparcia mogą być łączone w przypadku projektów CCS/CCUS spełniających kryteria wymagane w przypadku obu mechanizmów wsparcia.

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 odnośnie ewentualnego przyszłego stosowania tej technologii, w tym szacunkowe koszty i sposoby zapewnienia bezpieczeństwa składowania).

Jako podsumowanie zebranych informacji można podać szereg faktów. Po pierwsze technologia CCS wyrosła na bazie projektów EOR realizowanych w USA od 1972 roku. Przez dziesięciolecia do wspomagania wydobycia ropy naftowej wykorzystywano głównie dwutlenek węgla występujący w naturalnych „złożach”, przetwarzając go z jednych struktur geologicznych do innych struktur geologicznych oraz, początkowo incydentalnie, potem coraz to częściej „antropogeniczny” CO₂ – dopiero w tym przypadku można mówić o technologii CCS(/CCUS). Idea CCS polega na wychwytywaniu dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych. Koszt wychwytywania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w instalacjach energetycznych jest 2-4 krotnie wyższy niż koszt pozyskiwania CO₂ występującego w naturalnych „złożach” (brak w Polsce udokumentowanych „złóż” dwutlenku węgla). Procesy przemysłowe takie jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy ewentualnie produkcja nawozów sztucznych umożliwiają produkcję CO₂ po cenie zbliżonej do dwutlenku węgla pozyskiwanego z naturalnych „złóż”. Aktualnie funkcjonujące 22 projekty CCS/CCUS są na terenie USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Norwegii (Morze Północne i Barentsa), ZEA, Brazylii (na morzu) 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 CO₂ 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 z wykorzystaniem szcerpanych złóż węglowodorów (z ekonomicznego punktu widzenia najlepiej złóż ropy – CO₂-EOR, choć krajowy potencjał nie jest tu wielki). Jednakże potencjał

składowania CO₂ w szcerpanych 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](#)), 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 CO₂ w ramach przyszłych dużych projektów komercyjnych (składowanie CO₂ w ilościach rzędu 100 mln ton i więcej), a ich potencjał wydaje się być wystarczający na kilkadziesiąt lat stosowania technologii CCS (Wójcicki, red., 2013).

W rozdziale 4.1 rozważano cztery warianty/scenariusze dla przykładowych projektów CCS/CCUS w warunkach polskich (**Tabela 4.1** i **4.2**, z tym że w perspektywie najbliższej dekady bardziej odpowiednia jest w naszym przypadku **Tabela 4.1**). Założenia dla tych scenariuszy przygotowano w szczególności w oparciu o informacje odnośnie potencjału geologicznego składowania CO₂ w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat „Rozpoznanie formacji i struktur do bezpiecznego geologicznego składowania CO₂ wraz z ich programem monitorowania”, 2008-2012/13; Wójcicki (red.), 2013) i scenariuszy CO₂-EOR i CO₂-EGR dla wybranych złóż ropy i gazu ziemnego w Polsce (zamawiany przez Ministerstwo Środowiska temat „Program wspomagania wydobywania ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂”, 2011-2012; Lubaś i in., 2015) oraz dostępne materiały ze wstępnych studiów wykonalności/przeglądów ekologicznych opracowywanych przez firmy energetyczne planujące budowę nowych bloków energetycznych („CCS ready”; PGE Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#); PKE & ZAK Kędzierzyn: Sutor i Tchórz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010; PGE Bełchatów: prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego](#)) jak również z analogicznych opracowań wykonanych w ramach planowanych kilka lat temu w Polsce projektów demonstracyjnych CCS.

Najbardziej aktualne koszty wychwytu i sprężania oraz (ogólnie) transportu i składowania dostępne są w szczególności w najnowszych publikacjach GCCSI/zamieszczonych na stronie GCCSI (np. raport roczny na stronie [www Global CCS Institute The Global Status of CCS, 2020](#); Irlam, 2017, gdzie podano m.in. orientacyjne koszty instalacji wychwytu w skali demonstracyjnej, tzn. rzędu milionów ton zatłaczanego CO₂/rok, dla warunków polskich –

patrz też **Tabela 4.1**). W związku z powyższym została przeprowadzona, przedstawiona w dalszej części niniejszego rozdziału, analiza wykonalności i bezpieczeństwa stosowania technologii CCS w warunkach polskich, dla wybranych 4 scenariuszy odnoszących się (typowych dla) instalacji energetycznych i zakładów przemysłowych, które mogłyby być wybudowane w Polsce w niezbyt odległej przyszłości. Skupiono się przy tym na etapie geologicznego składowania, podając szacunkowe koszty i sposoby zapewnienia bezpieczeństwa składowania (te ostatnie zgodnie z ustawą z dnia 27 września 2013 o zmianie ustawy – Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw; Dz. U. poz. 1238), z uwagi na fakt, że z etapem tym związane są ryzyka w najdłuższej perspektywie czasowej.

Analiza bezpieczeństwa składowania – zagadnienia ogólne

Bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w poziomach solankowych wymaga, zwłaszcza na lądzie, bardzo kosztownego szczegółowego rozpoznania potencjalnego składowiska i jeszcze bardziej kosztownego monitoringu przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania. W przypadku szcerpanych złóż węglowodorów, produkujących gaz ziemny i/lub ropę naftową przez dziesiątki lat, rozpatrywane struktury geologiczne są na ogół bardzo dobrze rozpoznane otworami i badaniami geofizycznymi. Istotny z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania jest fakt, że w przypadku szcerpanych złóż węglowodorów zatłaczanie dwutlenku węgla pozwala przywrócić ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu, a zatłaczanie CO₂ do poziomów solankowych podnosi ciśnienie złożowe. W ostatnim przypadku dla oceny bezpieczeństwa składowania niezbędne jest, obok monitorowania chmury CO₂ zatłoczonego do formacji zbiornikowych oraz nadkładu uszczelniającego i użytkowych poziomów wodonośnych, także precyzyjne określenie rozkładu ciśnienia w górotworze przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania do poziomów solankowych, jak również określenie, przy jakich wartościach ciśnienia w górotworze (kompleksie składowania obejmującym formacje zbiornikowe i uszczelniające) zapewniona jest integralność i szczelność składowiska, a w szczególności ile możemy bezpiecznie zatłoczyć w otworze w danych warunkach geologicznych. Wspólne dla poziomów solankowych i złóż węglowodorów jest zagadnienie likwidacji otworów po zakończeniu zatłaczania – niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na oddziaływanie dwutlenku węgla w perspektywie tysięcy lat, co w praktyce oznacza też ponowne zacementowanie starych, wcześniej zlikwidowanych otworów na obszarze składowisk dwutlenku węgla.

Z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania nie ma istotnej różnicy pomiędzy wykorzystaniem szcerpanych złóż węglowodorów czy to na lądzie czy pod dnem morza. Dochodzi tu jednak dodatkowy czynnik, polegający na tym, że w przypadku składowania na morzu generalnie nie ma takich problemów z akceptacją społeczną przedsięwzięcia jak na lądzie, zwłaszcza na obszarach gęsto zaludnionych. W Polsce funkcjonuje od roku 1996 projekt Borzęcin, obejmujący zatłaczanie, w bardzo małej skali, gazu kwaśnego, składającego się głównie z CO₂, będącego produktem oczyszczania gazu ziemnego (Lubaś i Szott, 2010), w ramach eksploatacji złoża gazu ziemnego o tej samej nazwie. W okresie realizacji tego przedsięwzięcia nie odnotowano żadnych zagrożeń, ani też problemów z akceptacją społeczną ze strony mieszkańców okolicznych miejscowości.

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

Poszczególne scenariusze/warianty (**Tabela 4.1**) dotyczyły instalacji energetycznych o różnych wielkościach wychwyty strumienia dwutlenku węgla. Pierwszy scenariusz obejmuje wychwyt, transport i składowanie CO₂ na lądzie w wielkości pośredniej pomiędzy projektem demonstracyjnym CCS PGE Bełchatów a scenariuszem „CCS ready” dla nowych bloków nr 5 i 6 elektrowni Opole (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 CO₂ takiego jak w przypadku planowanego niegdyś projektu demonstracyjnego CCS PKE/ZAK Kędzierzyn, odpowiadającego emisji szeregu elektrowni na obszarze Górnego Śląska (opalanym węglem kamiennym). Trzeci wariant to składowanie ze wspomaganiem wydobycia 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 złoża BMB), dla strumienia CO₂ odpowiadającego emisji niedużej elektrowni (albo jednego bloku większej elektrowni) lub większej elektrociepłowni (opalanym węglem kamiennym).

Ostatni, czwarty scenariusz, to składowanie ze wspomaganiem wydobycia 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

szczegółności o eksploatowane od dłuższego czasu złoża B 3) dla strumienia CO₂ odpowiadającego emisji elektrowni średniej wielkości.

W świetle obowiązującej ustawy Pgg dopuszczalne jest (permanentne) geologiczne składowanie dwutlenku węgla wyłącznie w ramach projektów demonstracyjnych (Art. 21 ust. 1a ustawy Pgg). Sytuacja projektów CO₂-EOR nie jest do końca jasna, ponieważ o permanentnym składowaniu możemy mówić dopiero po zakończeniu wydobycia węglowodorów. Zapisy ustawy Pgg aktualnie nie regulują zatłaczania CO₂ 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 CO₂ uciekną przy tym do atmosfery).

Ponadto 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. W scenariuszach 1, 2 i 3 obszar ten w ogóle nie był brany pod uwagę, z uwagi na fakt, że jego potencjał składowania jest niewielki (Wójcicki, red., 2013), niższy niż pojemność składowiska założona w scenariuszu 3, a tym bardziej w scenariuszach 2 i 1. Generalnie można stwierdzić, że 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 (i możliwe do realizacji w świetle obowiązującej ustawy Pgg, jako projekty demonstracyjne).

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 pozycje kosztów:

1. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla na etapie eksploatacji składowiska;
2. koszty prowadzenia działań naprawczych na etapie eksploatacji składowiska (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
3. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie eksploatacji składowiska (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
4. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie eksploatacji składowiska;
5. koszty wypłat odszkodowań za szkody, jakie ujawniły się do czasu zamknięcia podziemnego składowiska dwutlenku węgla;
6. koszty usunięcia obiektów zakładu górniczego, likwidacji odwiertów i innych instalacji;
7. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla po zamknięciu składowiska do czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;
8. koszty prowadzenia działań naprawczych na etapie likwidacji zakładu górniczego (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
9. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie likwidacji zakładu górniczego (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
10. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie likwidacji zakładu górniczego;
11. koszty prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;
12. koszty finansowania zabezpieczenia ryzyka związanego z podejmowaniem działań naprawczych na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);
13. koszty rozliczania emisji dwutlenku węgla na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko (związanych z możliwymi wyciekami/wydostaniem się dwutlenku węgla poza kompleks składowania);

14. koszty prowadzenia działań naprawczych i działań zapobiegawczych odnoszących się do szkód w środowisku i ich naprawy, na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;

15. koszty prowadzenia innych działań mających na celu zagwarantowanie długoterminowej stabilności składowiska, na etapie od czasu przekazania KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko;

16. koszty wypłat odszkodowań za szkody mogące ujawnić się po przekazaniu KAPS odpowiedzialności za zamknięte składowisko.

Zgodnie z zapisami załącznika nr 3 do ww. rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r., w przypadku podmiotu składającego wniosek o udzielenie koncesji na podziemne składowanie dwutlenku węgla ustanawiane jest zabezpieczenie finansowe i zabezpieczenie środków, przy czym w obu przypadkach minimalny udział środków pieniężnych wynosi 15-30% (pierwsza wartość dla podmiotów o kapitale obrotowym powyżej 500 mln zł a druga – poniżej 10 mln zł) kosztów podanych odpowiednio w pozycjach 1-10 i 11-16. Udział ten może wzrosnąć o kolejne 10%, o ile całkowita pojemność składowiska wynosi ponad 50 mln ton CO₂, występuje podwyższone ryzyko wycieków/wydostania się dwutlenku węgla poza kompleks składowania (ponad 2% całkowitej ilości składowanego CO₂), planowany okres eksploatacji składowiska wynosi powyżej 10 lat i jeśli podmiot wnioskujący o koncesję nie ma dostatecznego doświadczenia w prowadzeniu działalności w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla.

Powyższe koszty (pozycje 1-16) zostały ujęte w wyliczeniach dla kolejnych scenariuszy, natomiast dodatkowo podane są kwoty globalne i udział środków pieniężnych dla zabezpieczenia finansowego i zabezpieczenia środków.

1. Składowanie na lądzie – projekt CCS obejmujący składowanie średnio 5 mln ton CO₂/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). Ponadto niezbędne jest w takim przypadku dokładne i szczegółowe rozpoznanie struktury, m.in. celem określenia przestrzennego rozkładu parametrów uszczelnienia (miąższość, integralność, skład, ciśnienie przebicia) jak również oceny możliwości ucieczki CO₂ poza kompleks składowania. W przypadku nakładów inwestycyjnych koszty składowania zależą w największym stopniu od liczby wykonanych odwiertów (zatłaczających i badawczych/monitoringowych), natomiast globalne koszty operacyjne zależą w największym stopniu od ilości zatłaczanego CO₂ (koszty zatłaczania i

opłaty za składowanie) i długości okresu zatłaczania/funkcjonowania składowiska (w tym istotne są koszty monitoringu). Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **3-4 €/tCO₂**. 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 (patrz **Tabela 4.1**). W ten sposób otrzymujemy, za **Tabelą 4.1**, jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 43+7 **€/tCO₂** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **33,8 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO₂ po obecnych (grudzień 2020 r.) cenach (30 €/t) dałyby przychód 20,3 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
RAZEM	-	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
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	4-5 (zerowy; przed zatłaczaniem)	12 000 000
	5-35 (zatłaczanie)	320 000 000
	35-55 (zamknięcie)	102 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	52 000 000
Opłaty za składowanie (5 zł/t – ustawa Pgg)	5-35	750 000 000
Inne1 (koszty osobowe, mediów- w tym energii elektrycznej, ubezpieczeń, itd.)	4-5	6 000 000
	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	200 000 000
	35-55	150 000 000
	55-85**	200 000 000
RAZEM	-	2 060 000 000

**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 budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 30% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.1) oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.2, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **772+96=868 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 **284 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

2. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 2,5 mln ton CO₂/rok (przez 30 lat, czyli w sumie 75 mln ton), w (praktycznie) szczypanym złożu gazu (pierwotne zasoby wydobywalne rzędu 20-25 mld m³ 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). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska i koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są w związku z tym wyraźnie niższe niż w przypadku składowania w poziomach solankowych (1). Po stronie przychodów operatora składowiska mamy dodatkową produkcję gazu związaną z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża; realistyczna wartość to zwiększenie wydobycia gazu o około 7% (Lubaś i in., 2015) czyli o dodatkowe **1,5 mld m³** – przyjmując cenę netto gazu 1 zł/m³ otrzymujemy kwotę 1,5 mld zł, a więc nieco niższą od globalnych kosztów samego składowania. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **4-5 €/tCO₂**. 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 (patrz **Tabela 4.1**).

Otrzymujemy, za **Tabelą 4.1**, jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 46+9 **€/tCO₂** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **18,6 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO₂ po obecnych (grudzień 2020 r.) cenach (30 €/tCO₂) dałyby przychód 10,1 mld zł, a dodatkowa produkcja gazu 1,5 mld zł – razem 11,6 mld zł przychodu.

Tabela 5.1.3 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 2 (sczerpane złoża 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
RAZEM	-	304 000 000

*obejmuje też wniesienie opłat koncesyjnych i UUG

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

Pozycja	Czas, lata (0 - początek projektu)	Orientacyjny koszt netto PLN
	4-5 (zerowy; przed zatłaczaniem)	8 000 000
Monitoring (wszystkie etapy) oraz likwidacja zakładu górniczego (etap zamknięcia)	5-35 (zatłaczanie)	240 000 000
	35-55 (zamknięcie)	100 000 000
	55-85 (po zamknięciu)**	60 000 000
Oplaty za składowanie (5zł/t)	5-35	375 000 000

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
Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	100 000 000
	35-55	75 000 000
	55-85**	100 000 000
RAZEM	-	1 262 000 000

**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 budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 30% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.3) oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.4, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **515+72=587 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 **190 mln zł** i udział środków pieniężnych **35%**.

3. Składowanie na lądzie – projekt CCS/CCUS obejmujący składowanie średnio 1 mln ton CO₂/rok (przez 30 lat, czyli w sumie 30 mln ton), w (częściowo) szczypanym 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). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska i koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są porównywalne z tymi w przypadku szczypanego złoża gazu (scenariusz 2); w

przypadku nakładów inwestycyjnych mamy tu większy koszt jednostkowy wykonania otworów i zatłaczania CO₂ ponieważ złoża ropy występuje głębiej niż złoża gazu. 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 55 USD/baryłkę (około 1500 zł/t) otrzymujemy kwotę 3 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 m³, co dałoby dodatkowy przychód rzędu 1 mld PLN. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **8-9 euro/tCO₂**. 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 (patrz **Tabela 4.1**).

Otrzymujemy, za **Tabelą 4.1**, jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 48+12 **€/tCO₂** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **8,1 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO₂ po obecnych (grudzień 2020 r.) cenach (30 €/t) dałyby przychód 4,1 mld zł, a dodatkowa produkcja ropy i gazu 4 mld zł – razem 8,1 mld zł przychodu, a więc projekt będzie opłacalny przy cenach uprawnień do emisji CO₂ niewiele wyższych od obecnych.

Tabela 5.1.5 Nakłady inwestycyjne dla wariantu/scenariusza nr 3 (sczerpane 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

RAZEM	-	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
Opłaty za składowanie (5zł/t)	5-35	150 000 000
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
Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	40 000 000
	35-55	30 000 000
	55-85**	40 000 000
RAZEM	-	829 000 000

**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 budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 20% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.5) oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.6, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). 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 CO₂/rok (przez 20 lat, czyli w sumie 10 mln ton), w (częściowo) szczypanym 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). Głównym ryzykiem przy składowaniu CO₂ w tym przypadku mogą być nieszczelne otwory, zarówno zlikwidowane wcześniej jak i zbędne na etapie zatłaczania lub po jego zaprzestaniu (przy likwidacji otworów niezbędne jest stosowanie cementów odpornych na korozję CO₂, stare otwory najprawdopodobniej powinny być ponownie zacementowane). Nakłady inwestycyjne związane z zagospodarowaniem składowiska są porównywalne z tymi w przypadku dużego szczypanego złoża ropy naftowej (scenariusz 3), co wynika ze znacznych kosztów budowy nowej platformy wraz z niezbędną infrastrukturą. Koszty operacyjne związane z monitoringiem składowiska są z kolei wyraźnie niższe niż w przypadku złoża ropy na lądzie (mniejsze złożo, ponadto na morzu nie jest wymagany tak szeroki zakres monitoringu jak na lądzie, zwłaszcza środowiskowego). 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

55 USD/baryłkę (około 1500 zł/t) otrzymujemy kwotę 1,5 mld PLN, a więc wyraźnie większą od globalnego kosztu samego składowania. Otrzymujemy w tym przypadku jednostkowy koszt składowania wynoszący około **16-17 euro/tCO₂**. 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 (patrz **Tabela 4.1**).

Otrzymujemy, za **Tabelą 4.1**, jednostkowy koszt instalacji CCS wynoszący 51+24 **€/tCO₂** i szacunkowy koszt globalny całego przedsięwzięcia (prace przygotowawcze, budowa instalacji i funkcjonowanie wraz z monitoringiem składowiska po zamknięciu) wynosiłby ok. **3,4 mld zł**. Uprawnienia do emisji CO₂ po obecnych (grudzień 2020 r.) cenach (30 €/t) dałyby przychód 1,35 mld zł, a dodatkowa produkcja ropy 1,5 mld zł – razem 2,85 mld zł przychodu,

a więc projekt byłby opłacalny ekonomicznie w przypadku dalszego istotnego zwiększenia cen uprawnień do emisji CO₂ (o ponad 40% obecnej wartości).

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
RAZEM	-	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
Opłaty za składowanie (5zł/t)	5-35	50 000 000
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

Inne2 (możliwe działania naprawcze, rozliczanie emisji, działania naprawcze i zapobiegawcze, odszkodowania)	5-35	12 000 000
	35-55	8 000 000
	55-85**	12 000 000
RAZEM	-	367 000 000

**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 budowy infrastruktury monitoringu, w tym otworów, określone jako 20% pozycji „Budowa składowiska” z Tabeli 5.1.7) oraz pozycji „Inne2” z Tabeli 5.1.8, dla lat 5-55 (eksploatacja składowiska i likwidacja zakładu górniczego). Koszty w pozycji „Inne1” dla lat 5-55 odnoszą się do zatłaczania. Daje to kwotę **170+70=240 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 **57 mln zł** i udział środków pieniężnych **25%**.

Wnioski i propozycje wytycznych „CCS ready”

Jak wspomniano wcześniej, główną pozycję kosztów projektów CCS/CCUS stanowią nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji dla instalacji wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego z nich do rurociągu). Aktualne, realistyczne koszty tego elementu pełnego łańcucha CCS wynoszą w warunkach polskich około **50-60 euro/tCO₂** dla instalacji energetycznych opalanych węglem, w zależności od wielkości instalacji i stosowanej technologii (większe instalacje mają oczywiście niższy koszt jednostkowy), w przypadku pierwszych tego rodzaju instalacji CCS/CCUS (Irlam, 2017).

Z kolei, z punktu widzenia przedsiębiorców sporządzających raporty środowiskowe/przeglądy ekologiczne dla nowobudowanych obiektów energetycznego spalania, interesujące są zagadnienia wykonalności, w tym kosztów i bezpieczeństwa dla pełnego łańcucha CCS (wynika to z analizy przeglądu ekologicznego dotyczącego budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole oraz wcześniejszych takich studiów wykonywanych w ramach projektów PGE Bełchatów i PKE-ZAK Kędzierzyn; PGE Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#); PKE & ZAK Kędzierzyn: Sutor i Tchórz, 2009, 2010; Tymowski i in., 2010; PGE Bełchatów: prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www.Stowarzyszenia na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego](#)).

W świetle obowiązującego rozporządzenia 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) ocena, zgodnie z Art. 33 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla w części dotyczącej „dostępności składowisk”, dałaby tej chwili wynik negatywny w przypadku planowanych w Polsce dużych projektów CCS, ponieważ potencjał składowania obszaru ujętego w rozporządzeniu jest niewystarczający (rzędu co najwyżej 20 mln ton - Wójcicki, red., 2013) do składowania emisji „obektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej 300 megawatów lub wyższej”. Natomiast wykonalne byłoby składowanie emisji dwutlenku węgla z takich obiektów jeśli, zgodnie z obowiązującą ustawą Pgg, przedsiębiorca zaproponowałby realizację projektu demonstracyjnego wykorzystującego inne obszary i struktury geologiczne (a wcześniej zostałyby odpowiednio zmodyfikowane ww. rozporządzenie z dnia 3 września 2014 r.) – mógłby wtedy ewentualnie wykorzystać, jako przykłady, scharakteryzowane powyżej scenariusze 1, 2 i 3 (**Tabela 5.1.1 – 5.1.8**). Dodatkowo przedyskutowano wykorzystanie w jednym ze scenariuszy taniego źródła CO₂ (instalacje przemysłowe –

zakłady chemiczne) jako najbardziej realistyczny przykład ewentualnego zastosowania technologii CCS/CCUS w warunkach polskich, w niezbyt odległej przyszłości.

Jeśli rozpatrujemy potrzebę redukcji emisji CO₂ z istniejących dużych obiektów energetycznego spalania (tzn. o mocy znamionowej rzędu 800 MW i większej) w ramach projektów CCS to wymagana jest w tym przypadku budowa instalacji wychwytu po spalaniu (jak to próbowano robić w ramach projektu demonstracyjnego CCS PGE Bełchatów). Koszty wychwytu są w tym przypadku wysokie (w perspektywie najbliższej dekady rzędu co najmniej **43 euro/tCO₂**; zaś dla pełnego łańcucha CCS – rzędu min. **50 euro/tCO₂**; scenariusz nr 1; **Tabela 4.1.1, 5.1.1, 5.1.2**), ponadto emisje dużej elektrowni mogą być składowane jedynie w dużych strukturach solankowych, ponieważ pojemność nawet największych złóż węglowodorów w Polsce może być do tego celu niewystarczająca (Wójcicki, red., 2013). Bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w strukturach solankowych wymagałoby, zwłaszcza na lądzie, bardzo kosztownego, dokładnego i szczegółowego rozpoznania potencjalnego składowiska i jeszcze bardziej kosztownego monitoringu przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania. Jest to zasadniczo przypadek Elektrowni Opolo ([Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opolo](#)). W przypadku obiektów energetycznego spalania o mocy znamionowej 300 – 800 MW może być odpowiedni scenariusz nr 2 (wykorzystujący największe, szcerpane złoża gazu w Polsce) dla którego koszty wychwytu i pełnego łańcucha CCS są porównywalne z tym dla scenariusza 1 (**Tabela 4.1.1, 5.1.3, 5.1.4**)

Jeśli z kolei mówimy o ekonomicznym zastosowaniu technologii CCS to alternatywą jest sprawdzona na świecie i przynosząca zyski technologia CO₂-EOR. Można by w tym przypadku wybudować instalację wychwytu w niedużej elektrowni (koszt wychwytu jak powyżej), ale jeśli w taki projekt miałby angażować się operator koncesji na wydobycie węglowodorów, to raczej starałby się o pozyskanie jak najtańszego strumienia CO₂. W takim przypadku, z uwagi na fakt, że nie mamy w Polsce naturalnych „składowisk”/złóż CO₂, ani też dużych złóż gazu o znacznej zawartości dwutlenku węgla, najbardziej rekomendowanym źródłem CO₂ dla ewentualnych przyszłych projektów CCS/CCUS (najlepiej CO₂-EOR) byłyby instalacje przemysłowe – zakłady chemiczne wykorzystujące proces Habera-Boscha (w Polsce mamy szereg takich zakładów w obrębie Grupy Azoty, w tym Kędzierzyn i Puławy), gdzie produkuje się nawozy sztuczne i amoniak, a produktem ubocznym jest strumień dwutlenku węgla (czyli np. scenariusz nr 3 – teoretyczny koszt jednostkowy pełnego łańcucha CCS byłby wtedy rzędu **32 euro/tCO₂**, pod warunkiem dostępności strumienia CO₂ o odpowiedniej wielkości, zaś w przypadku, gdy źródłem CO₂ byłaby instalacja wychwytu po

spalaniu w elektrowni to koszt ten byłby rzędu co najmniej **60 euro/tCO₂**; Tabela 4.1.1, 5.1.5, 5.1.6). W przypadku scenariuszy nr 3 i 4 będzie to opłacalne ekonomicznie praktycznie w każdym przypadku (zwłaszcza jeśli weźmiemy pod uwagę systematyczny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂).

Pośredni przypadek mógłby stanowić zarzucony w 2011 roku projekt (relatywnie niewielkiej) elektrowni poligeneracyjnej PKE/ZAK w Kędzierzynie z usuwaniem CO₂ (wychwytywanie przed spalaniem – gazyfikacja węgla). Planowano tam budowę elektrociepłowni opalanej węglem kamiennym ze współspalaniem gazu ziemnego i biomasy oraz instalacji do produkcji metanolu z gazu syntezowego. Koszty wychwyty szacowano w projekcie na około **30 euro/tCO₂** (Tymowski i in., 2010) co dałoby np. dla scenariusza nr 2 teoretyczny koszt jednostkowy pełnego łańcucha CCS rzędu **38 euro/tCO₂**.

Dyrektywa CCS (Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.) podaje w artykule 33 zapisy odnoszące się do wymogów jakie powinny spełniać nowe instalacje energetyczne o mocy ponad 300 MW. Wymogi te są sformułowane ogólnikowo i były różnie interpretowane przez poszczególne państwa członkowskie. Przeglądy Dyrektywy realizowane przez poszczególne państwa członkowskie oraz Komisję Europejską (na szczeblu unijnym) nie przyniosły dotąd zmian zapisów omawianego artykułu 33. Artykuł ten brzmi następująco:

Artykuł 33

Zmiana dyrektywy 2001/80/WE

W dyrektywie 2001/80/WE dodaje się artykuł w brzmieniu:

Artykuł 9a

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy wszystkich obiektów energetycznego spalania o elektrycznej mocy znamionowej 300 megawatów lub wyższej, którym pozwolenia na budowę lub - w przypadku braku takiej procedury - pozwolenia na prowadzenie działalności udzielono już po wejściu w życie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, przeprowadzili ocenę, czy spełnione są następujące warunki:

—dostępne są odpowiednie składowiska, utylizacja i składowanie w ramach EHR lub inne możliwości przemysłowej utylizacji dwutlenku węgla,

—instalacje transportowe są wykonalne technicznie i ekonomicznie,

—modernizacja pod kątem wychwytywania CO₂ jest wykonalna technicznie i ekonomicznie.

2. Jeżeli warunki określone w ust. 1 są spełnione, właściwy organ zapewnia, aby na terenie obiektu zarezerwowano odpowiednią przestrzeń na instalację urządzeń niezbędnych do wychwytywania i sprężania CO₂. Właściwy organ określa, czy warunki są spełnione, na podstawie oceny, o której mowa w ust. 1, i na podstawie innych dostępnych informacji, w szczególności dotyczących ochrony środowiska i zdrowia ludzkiego.

Zagadnienia składowania obejmuje w tym przypadku jedno, dość enigmatyczne, sformułowanie („dostępne są odpowiednie składowiska”). Z analizy sytuacji w zakresie technologii CCS/CCUS, aktualnych trendów oraz realizowanych aktualnie projektów demonstracyjnych, komercyjnych i pilotażowych (scharakteryzowanych w zadaniach 1-3), jak również opinii przedstawicieli polskich firm energetycznych (np. spotkanie Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych, Katowice-Łaziska, 7-8.12.2017) wynika, że zapis ten jest dalece niewystarczający. Nie jest jasne, czy pojęcie „składowiska” obejmuje w każdym przypadku zatłaczanie CO₂ przy wspomaganiu wydobywania węglowodorów (EHR – co przecież dominuje wśród aktualnie funkcjonujących dużych projektów oraz projektów na końcowym etapie inwestycji). Ponadto nie jest ujęta kwestia utylizacji CO₂ (np. do produkcji gazu syntetycznego, syntetycznych paliw płynnych, metanolu i tworzyw sztucznych, nawozów sztucznych, czy też do celów spożywczych). Stąd powyżej zaproponowano uzupełnienia ww. zapisów artykułu 33 Dyrektywy, odnoszące się do tych kwestii (zaznaczone kolorem niebieskim).

6 - Koordynacja prac, wymiana doświadczeń i prezentacja wyników

6.1 Raporty/sprawozdania końcowe

W całym okresie realizacji niniejszego przedsięwzięcia zespół wykonawców spotykał się w miarę potrzeb w Warszawie i Wrocławiu (5 delegacji krajowych), a także kontaktował się e-mailowo i telefonicznie, celem uzgodnienia zakresu prac realizowanych w ramach poszczególnych podzadań, podsumowania prac dotychczas wykonanych i wkładu do raportów/sprawozdań.

Zgodnie z umową, w ramach niniejszego przedsięwzięcia wykonano raport/sprawozdanie z prac realizowanych w I etapie (od kwietnia 2015 roku do grudnia 2017 roku; raport Wójcicki i in., 2017) i przekazano je do Ministerstwa Środowiska na początku 2018 roku. Zostało ono finalnie zaakceptowane 24.05.2018 r. (pismo DNG-wnsg.2163.55.2017.AS).

Opracowanie to, przedstawiające stan wiedzy w przedmiotowym zakresie podany na grudzień 2017 r., zostało następnie scalone z wynikami prac II etapu niniejszego przedsięwzięcia (styczeń 2018 roku – grudzień 2020 roku). Scalenie polegało w szczególności na sukcesywnej aktualizacji i uzupełnianiu tekstu wspomnianego raportu (jak również pozostałej części efektu rzeczowego przewidzianego umową – bazy informacji o projektach CCS - Załączniki A i B - i strony www przedsięwzięcia, a także aplikacji GIS/WebGIS) o najnowsze dostępne informacje opracowane w II etapie.

Dotyczyło to praktycznie wszystkich rozdziałów i zagadnień opracowania końcowego i stąd aktualizacje i uzupełnienia objęły, w szczególności:

- inwentaryzację aktualnie realizowanych projektów CCS (1.1);
- analizę składu strumienia CO₂ 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 II etapu, sprawozdania z I 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. W ten sposób powstał raport/sprawozdanie końcowe z całości prac, czyli niniejszy raport.

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

W ramach przedsięwzięcia utrzymywano kontakty i wymianę doświadczeń z zaangażowanymi w tej dziedzinie podmiotami zagranicznymi - międzynarodowymi sieciami badawczo-rozwojowymi, naukowymi (ENeRG; BASREC CCS; CO2GeoNet – członkami sieci są głównie europejskie służby geologiczne), biorąc udział w pracach tych sieci, w tym w sześciu spotkaniach roboczych/seminariach (z których pięć było połączonych z konferencjami).

Obejmowało to udział w następujących spotkaniach/seminariach/konferencjach zagranicznych organizowanych przez wspomniane międzynarodowe sieci badawczo-rozwojowe, naukowe:

1. Spotkanie międzynarodowej sieci BASREC, 22-23.04.2015 r., w Tallinie, Estonia – konferencja "Baltic Carbon Forum 2015", poświęcona problematyce składowania CO₂ pod dnem Bałtyku (delegacja 1 osoby).
2. Seminarium międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet, połączone z konferencją (CO2GeoNet Open Forum, Wenecja, Włochy, 11-13.05.2015 r.; delegacja 1 osoby). Przedmiotem spotkania była problematyka CCS w Europie i na świecie, w tym projektów badawczych, pilotażowych, demonstracyjnych i komercyjnych CCS.
3. Spotkanie międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet (16.03.16) oraz spotkanie międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej ENeRG (European Research Network in Geoenergy) (17.03.2016 r.) (w obu przypadkach delegacja 1 osoby do Lublany, Słowenia). Przedmiotem spotkania międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet były zagadnienia geologicznego składowania i wykorzystania CO₂ natomiast spotkania międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej ENeRG (European Research Network in Geoenergy) - zagadnienia geologicznego składowania i wykorzystania CO₂ oraz magazynowania nośników energii w strukturach geologicznych.
4. Seminarium międzynarodowej sieci badawczo-rozwojowej, naukowej CO2GeoNet, połączone z konferencją (CO2GeoNet Open Forum, Wenecja, Włochy, 9-11.05.2016 r.; delegacja 1 osoby). Przedmiotem spotkania była problematyka CCS w Europie i na świecie, w tym projektów badawczych, pilotażowych, demonstracyjnych i komercyjnych CCS.

W trakcie spotkania wygłoszono referat dotyczący problematyki składowania CO₂ pod dnem Bałtyku („Next steps for verifying European CO₂ storage capacity – Perspectives from the Baltic Region”).

5. Konferencja/seminarium międzynarodowej sieci BASRECCS ("Business Opportunities for CCUS in the Baltics", Estonia, Tallin, 25-26.09.2018 r., delegacja 1 osoby) poświęconej problematyce składowania i wykorzystania CO₂ w rejonie Bałtyku, gdzie wygłoszono też referat podsumowujący dotychczasowe prace badawcze w Polsce poświęcone CO₂-EOR („CO₂-EOR Studies in Poland (selected examples)").

6. Konferencja/seminarium międzynarodowej sieci BASRECCS "Baltic Carbon Forum 2019" (22-23.10.2019 r.; Tallinn, Estonia; delegacja 1 osoby) poświęcona problematyce geologicznego składowania i wykorzystania CO₂ w rejonie Bałtyku oraz na świecie gdzie przedmiotem dyskusji były postępy w dziedzinie badań i technologii CCS (/CCUS).

Ponadto w dniach 23-28.04.2017 r. wzięto udział w konferencji międzynarodowej "EGU General Assembly 2017" w Wiedniu, Austria, organizowanej przez European Geosciences Union i obejmującej całościową problematykę nauk geologicznych (stosowanych, tzn. dotyczących wykorzystania zasobów Ziemi). Uczestniczono w sesjach referatowych i posterowych dotyczących projektów pilotażowych CCS oraz wspomagania wydobycia gazu przez zatłaczanie CO₂ (delegacja 1 osoby).

Wzięto także udział w czterech konferencjach międzynarodowych obejmujących problematykę CCS, zorganizowanych w Polsce (Kraków, Katowice, Warszawa):

1. Konferencja i szkoła letnia projektu unijnego (7PR) CO₂TRIP koordynowanego przez Politechnikę Częstochowską, pn. "Advanced CO₂ Capture Technologies for Clean Coal Energy Generation" w dniu 6.07.2015 r. w Krakowie (delegacja 1 osoby). Wygłoszono referat omawiający projekty badawcze w obszarze geologicznego składowania dla Polski („Research activities on CO₂ geological storage in Poland”).

2. Konferencja „Green Industry Innovation Programme in Poland. Polish Norwegian Partnership in Projects" w dniach 17-18.03.2016 r. w Katowicach (delegacja 1 osoby) dotycząca m.in. finansowania ze środków unijnych i funduszy norweskich prac badawczo-rozwojowych w zakresie energii i transportu.

3. Konferencja „World Clean Coal Conference, Poland 2016” w dniach 20-21.04.2016 r. w Warszawie, poświęcona zagadnieniom czystych technologii węglowych (udział 2 osób), gdzie ponadto wygłoszono referat podsumowujący projekty badawcze w obszarze geologicznego składowania dla Polski, w szczególności dotyczące wykorzystania CO₂ do produkcji surowców energetycznych („Research activities on CO₂ geological storage in Poland”).

4. Polsko-norweskie seminarium/konferencja na temat zrównoważonej sprawiedliwej transformacji gospodarczej („Joint Seminar on Just Transition between Poland and Norway”, w dniu 26.10.2018 r. w Krakowie; delegacja 1 osoby), będące jedną z konferencji stanowiących podbudowę dla COP24, gdzie wygłoszono referat podsumowujący dotychczasowe prace badawcze w Polsce poświęcone CCS/CO₂-EOR („Polish experiences – domestic and international projects (Carbon Capture, Use and Storage)”).

Oprócz tego wzięto udział w seminarium i spotkaniu roboczym Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych (zrzeszającej kluczowe polskie firmy energetyczne; w tym PGE i spółki zależne, Tauron, Enea i PGNiG Termika; zapraszani są też przedstawiciele jednostek naukowych oraz ministerstw), które odbyło się w dniach 7-8 grudnia 2017 r. (delegacja 1 osoby) w Katowicach oraz w Elektrowni Łaziska (Tauron Wytwarzanie S.A.). Spotkanie było poświęcone problematyce czystych technologii węglowych, w tym technologiom wychwytu i przemysłowej utylizacji dwutlenku węgla (jak np. produkcja gazu syntetycznego – „fabryka” metanu).

Wzięto także udział w kolejnej konferencji – seminarium i spotkaniu roboczym Polskiej Platformy Czystych Technologii Węglowych w dniach 15-16 października 2018 r. w Krakowie (Centrum Energetyki AGH; delegacja 1 osoby), o tematyce związanej z zakresem zadania, w tym dotyczącej polityki energetycznej Polski oraz projektów badawczych w zakresie czystych technologii węglowych realizowanych przez Tauron Wytwarzanie S.A. i przedsięwzięć realizowanych przez Centrum Energetyki AGH.

W sumie w ramach niniejszego przedsięwzięcia uczestniczono w 6 konferencjach/seminariach zagranicznych i 6 krajowych (w tym w spotkaniach roboczych, zagranicznych i krajowych), co daje razem 12 konferencji/seminariów.

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 raport końcowy/sprawozdanie (czyli niniejsze opracowanie, które jest aktualizacją sprawozdania z I etapu niniejszego przedsięwzięcia, za lata 2015-2017), jak również podstawowe informacje o projekcie.

W ramach podzadania 1.2 opracowano warstwy numeryczne GIS przedstawiające (m.in.) lokalizację, status, typ i parametry projektów CCS/CCUS (dużych projektów – demonstracyjnych i komercyjnych, a także wybranych projektów pilotażowych) na świecie (**Rys. 1.2**), tzn. podstawowe informacje dotyczące aktualnie aktywnych projektów wybrane z bazy (**Załącznik A**). Warstwy te były sukcesywnie aktualizowane i uzupełniane w miarę gromadzenia i opracowywania nowych informacji. Na ich podstawie została opracowana (w I etapie niniejszego przedsięwzięcia) aplikacja GIS/WebGIS, która była sukcesywnie aktualizowana (docelowo do stanu na koniec 2020 roku). W wersji *offline* aplikacja ta została opracowana jako projekt programu GIS, zarchiwizowany na DVD (katalog /ccswv). Wersja *online* aplikacji (zamieszczona na stronie projektu [KAPSCO2](#)) wykorzystuje bibliotekę OpenLayers ([aplikacja GIS/WebGIS OpenLayers](#)). Dodatkowo na stronie projektu [KAPSCO2](#) zamieszczona jest wersja aplikacji *online*, opracowana w ramach I etapu niniejszego przedsięwzięcia (stan na koniec 2017 roku), z wykorzystaniem serwisu [Google Maps](#) (dla uboższego zakresu informacji, za to oznaczono różnymi kolorami stopień zaawansowania projektu). Zachowano ją, gdyż porównanie obu aplikacji daje pojęcie co do postępów w zakresie wdrażania technologii CCS/CCUS na świecie w ciągu ostatnich 3 lat.

Zamieszczona także na stronie projektu KAPS aktualna [baza projektów CCS/CCUS](#), zawiera informacje dotyczące aktywnych dużych projektów CCS/CCUS (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz wybranych projektów pilotażowych (patrz rozdział 1.1). Jest ona podzbiorem całościowej bazy – (**Załącznik A** - zarchiwizowany na DVD - katalog /baza), obejmującej wszystkie projekty CCS/CCUS zinwentaryzowane w latach 2015-2020, 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 wybrane projekty pilotażowe).

Podsumowanie

Technologia CCS zasadniczo wyrosła z projektów wspomaganie wydobywania ropy naftowej (EOR) realizowanych w USA od 1972 roku. Przez dziesięciolecia do wspomaganie wydobywania ropy naftowej wykorzystywano dwutlenek węgla występujący w naturalnych „złożach”, przetwarzając go z jednych struktur geologicznych do innych struktur geologicznych, względnie wykorzystywano do tego celu CO₂ pochodzący z oczyszczania gazu ziemnego (ze złoż gazu ziemnego ze znaczną domieszką dwutlenku węgla), następnie także „antropogeniczny” dwutlenek węgla otrzymywany ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych.

Aktualnie funkcjonujące 22 duże (demonstracyjne i komercyjne) projekty CCS/CCUS (wykorzystujące „antropogeniczny” CO₂, zlokalizowane są na terenach USA, Kanady, Australii, Arabii Saudyjskiej, Chin, Norwegii (Morze Północne i Barentsa), ZEA, Brazylii (na morzu) i Kataru. Większość z tych projektów (16 z 22) obejmuje wspomaganie wydobywania ropy naftowej (przeważnie na lądzie, tylko w jednym przypadku na morzu, jeśli chodzi o projekty CO₂-EOR), co podnosi znacząco opłacalność ekonomiczną przedsięwzięcia. Zatłaczanie do formacji solankowych (6 z 22 projektów, w tym jeden obejmujący tę opcję oraz CO₂-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 CO₂ *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 szczerpanym 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 około 300 mln ton „antropogenicznego” CO₂. Wielkości te są nieistotne w porównaniu z roczną produkcją CO₂ ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych (35 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).

Badania naukowe wskazują, że naturalne epizody „galopującego” efektu cieplarnianego w przeszłości geologicznej wiązały się z uwolnieniem do atmosfery ilości dwutlenku węgla o rząd wielkości wyższych od globalnej emisji antropogenicznej od początku ery

przemysłowej, ale epizody te wiązały się z uwalnianiem ogromnych ilości metanu związanego w hydratách (klatratách) występujących na skłonie szelfu kontynentalnego, co wzmagало drastycznie efekt cieplarniany na zasadzie sprzężenia zwrotnego. Uważa się, że emisje antropogeniczne dwutlenku węgla (i innych gazów cieplarnianych, w tym metanu) mogłyby zainicjować takie procesy, lecz nie jest do końca pewne czy procesy te zostały już uruchomione przez działalność człowieka czy też zostałyby uruchomione za setki lat w przypadku kontynuowania obecnych wielkości antropogenicznych emisji. Emisje te najprawdopodobniej odpowiadają ok. 5% bilansu obiegu węgla w przyrodzie w skali roku, ale przyroda może aktualnie wchłónąć jedynie ich połowę, co jak się uważa, powoduje systematyczny wzrost koncentracji dwutlenku węgla w atmosferze. Co ciekawe, emisja CO₂ z wulkanów szacowana jest jako będąca o dwa rzędy wielkości niższa od antropogenicznej (ale bywały okresy w przeszłości geologicznej gdy aktywność wulkaniczna była znacznie wyższa od obecnej).

W przypadku szcerpanych złóż węglowodorów, produkujących gaz ziemny i/lub ropę naftową (często) przez dziesiątki lat, rozpatrywane struktury geologiczne są na ogół bardzo dobrze rozpoznane otworami i badaniami geofizycznymi. Z punktu widzenia bezpieczeństwa składowania nie ma istotnej różnicy pomiędzy wykorzystaniem szcerpanych złóż węglowodorów czy to na lądzie czy pod dnem morza (w obu przypadkach mamy naturalne pułapki, które przechowały węglowodory przez miliony lat). Ponadto istotny jest fakt, że w przypadku szcerpanych złóż węglowodorów zatłaczanie dwutlenku węgla pozwala przywrócić (obniżone skutkiem produkcji węglowodorów) ciśnienie złożowe do wartości bliższych ciśnieniu pierwotnemu. Zatłaczanie CO₂ do poziomów solankowych podnosi ciśnienie złożowe w kompleksie składowania, co wiąże się z ryzykiem migracji płynów złożowych (nie tylko dwutlenku węgla, także solanki) do użytkowych poziomów wodonośnych, wyraźnie większym niż w przypadku szcerpanych złóż węglowodorów. Stąd bezpieczne składowanie dwutlenku węgla w poziomach solankowych wymaga, zwłaszcza na lądzie, bardzo kosztownego szczegółowego rozpoznania potencjalnego składowiska i jeszcze bardziej kosztownego monitoringu przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania.

Główną pozycję kosztów projektów CCS/CCUS stanowią nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacji dla instalacji wychwytu (i sprężania dwutlenku węgla kierowanego z nich do rurociągu). Koszt wychwytywania dwutlenku węgla pochodzącego ze spalania paliw kopalnych w instalacjach energetycznych jest 2-4 krotnie wyższy niż koszt pozyskiwania CO₂ występującego w naturalnych „złożach” lub pozyskiwanego z procesów przemysłowych takich jak oczyszczanie gazu ziemnego, gazyfikacja węgla czy ewentualnie produkcja nawozów sztucznych. W Polsce mamy potencjalnie taki przypadek w zakładach

chemicznych, gdzie produkuje się nawozy sztuczne i amoniak, a produktem ubocznym jest stosunkowo czysty strumień dwutlenku węgla (proces Habera-Boscha). Są to w szczególności zakłady chemiczne w obrębie Grupy Azoty – np. w Kędzierzynie wychwytywana jest niewielka część strumienia dwutlenku węgla i wykorzystywana, po dalszym oczyszczeniu, do celów przemysłu spożywczego. Obiecujące mogłyby być również przedsięwzięcia w rodzaju planowanej niegdyś elektrowni poligeneracyjnej PKE/ZAK w Kędzierzynie z usuwaniem CO₂. Otrzymywany dwutlenek węgla mógłby być zarówno składowany (najlepiej w ramach EOR) jak i utylizowany przemysłowo, np. do produkcji gazu syntetycznego, syntetycznych paliw płynnych, metanolu i tworzyw sztucznych oraz nawozów sztucznych.

Z uwagi na fakt, że w budżecie projektów CCS/CCUS przeważa wychwyt (i sprężanie) dwutlenku węgla, analizowane przykładowe scenariusze dla projektów CCS/CCUS w warunkach polskich wskazują, że koszt jednostkowy projektu (przeliczony na tonę CO₂) zależy w największym stopniu od wielkości rozpatrywanego projektu (tzn. globalnej ilości wychwytywanego i składowanego CO₂ – im większa, tym koszt jednostkowy niższy). Poza tym składowanie pod dnem morza jest wyraźnie droższe niż na lądzie. Natomiast składowanie w sześcianach złóż węglowodorów, powiązane ze wspomaganiem wydobywania, przynosi przychody z tytułu dodatkowej produkcji węglowodorów, zwłaszcza jeśli chodzi o złoża ropy naftowej.

W związku z tym ewentualne, ekonomicznie uzasadnione zastosowanie technologii CCS/CCUS na skalę demonstracyjną i/lub przemysłową w Polsce w najbliższej przyszłości wiązałoby się z wykorzystaniem 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 CO₂).

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).

Alnes, H., Eiken, O., Nooner, S., Sasagawa, G., Stenvold, T., Zumberge, M., 2011. Results from Sleipner gravity monitoring: updated density and temperature distribution of the CO₂ plume. Energy Procedia 4, 5504–5511.

Bartela, Ł., Gładysz, P., Plis, M., 2018. Analiza techniczna możliwości redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów, Wskaźnikowa analiza energetyczna, środowiskowa i ekonomiczna trzech ścieżek redukcji emisji dwutlenku węgla z elektrowni Bełchatów. Raport ClientEarth.org.

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).

Beerling, D.J., Lomas, M.R., Gröcke, D.R., 2002. On the nature of methane gas-hydrate dissociation during the Toarcian and Aptian oceanic anoxic events. Am. J. Sci. 302, 28–49.

Brock, V., 2014. CO₂ Sourcing Update, Kinder Morgan CO₂. Presented at the 20th Annual CO₂ Flooding Conference December 11-12, 2014 Midland, Texas.

Brydie, J., Jones, D., Jones, J.P., Perkins, E., Rock, L., Taylor, E., 2014. Assessment of Baseline Groundwater Physical and Geochemical Properties for the Quest Carbon Capture and Storage Project, Alberta, Canada. Energy Procedia 63, 4010–4018.

CCS Cost Network, 2016. Proceedings of CCS Cost Network 2016 Workshop. 23-24 March 2016, Cambridge Massachusetts, USA, IEA (raport dostępny na stronie IEA GHG).

CCSNetwork.eu, 2012. Lessons learned from the Jämschwalde project Summary report. An European CCS Demonstration Project Network Report. Knowledge Sharing Event Cottbus, May 2012 (dostępna na stronie CCSNetwork.eu).

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 pCO₂ reconstructed across five early Eocene global warming events. *Earth and Planetary Science Letters* 478, 225–233.

Dera, G., Donnadieu, 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.

Dlugokencky, E., Tans, P., 2018. Trends in atmospheric carbon dioxide, National Oceanic & Atmospheric Administration, Earth System Research Laboratory (NOAA/ESRL), available at: <http://www.esrl.noaa.gov/gmd/ccgg/trends/global.html>.

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.

EASAC, 2013. Carbon Capture and Storage in Europe. EASAC Policy Report 20: pp. 86. ISBN: 978-3-8047-3180-6

Edwards, R.W.J., Celia, M.A., 2018. Infrastructure to enable deployment of carbon capture, utilization, and storage in the United States. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 115, E8815–E8824. DOI: 10.1073/pnas.1806504115

Eiken, O., Ringrose, P., Hermanrud, C., Nazarian, B., Torp, T.A., Høier, L., 2011. Lessons Learned from 14 years of CCS Operations: Sleipner, In Salah and Snøhvit. *Energy Procedia* 4, 5541–5548.

Eppink, J., Heidrick, T.L., Alvarado, R., Marquis, M., DiPietro, P., Wallace, R., 2014. Subsurface Sources of CO₂ in the Contiguous United States, Volume 1: Discovered Reservoirs. DOE/NETL-2014/1637 Working Paper.

Flett, M., Brantjes, J., Gurton, R., McKenna, J., Tankersley, T. Trupp, M., 2009. Subsurface development of CO₂ disposal for the Gorgon Project. *Energy Procedia* 1, 3031–3038.

Friedlingstein, P. i in., 2020. Global Carbon Budget 2020. *Earth Syst. Sci. Data* 12, 3269–3340. <https://doi.org/10.5194/essd-12-3269-2020>

Gavenas, E., Rosendahl, K.E, Skjerpen, T., 2015. CO₂-emissions from Norwegian oil and gas extraction. Discussion Papers, Statistics Norway Research Department, No. 806 (raport dostępny na stronie ssb.no).

Greenberg, S.E., 2015. Lessons Learned from the Illinois Basin – Decatur Project: Integration of Deep Saline CO₂ Storage into the Value Chain. Prezentacja z konferencji 10th CO₂GeoNet Open Forum May 11-12, 2015, Venice, Italy (dostępna na stronie conference.co2geonet.com).

GUS, 2019. Energia. Warszawa 2019 (<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).

Irlam, L., 2017. Global Costs of Carbon Capture and Storage – 2017 Update. GCCSI Ltd, June 2017 (raport dostępny na stronie GCCSI).

Jenkyns, H.C., 1988. The Early Toarcian (Jurassic) anoxic event – stratigraphic, sedimentary, and geochemical evidence. *Am. J. Sci.* 288, 101–151.

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.

Ketzer, J.M.M., Machado, C.X., Rocket, G.C., Iglesias, R.S. (red.), 2016. Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage. CEPAC/EDIPUCRS (dostępny na stronie [GCCSI](#)).

Korre, A., Delprat-Jannaud, F., Welkenhuysen, K., Piessens, K., Falus, G., Vähäkuopus, T., Poulsen, N., Wickström, L., Alexandra, D., Vincent, C. J., Car, M., Wójcicki, A., Arts, R., Vit, H., Martinez, R., Komatina, S., Akervoll, I., Brüstle, A. K., Götzl, G., Brikmane, B., Hatzignatiou, D., 2014. State-of-the-art of directives and regulatory regimes related to operational and safety risks. CGS Europe Key Report, 2014. January 2014, 109p.

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. (red.), 2012. Program wspomagania wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO₂. Praca realizowana na zlecenie Ministerstwa Środowiska i sfinansowana ze środków NFOŚiGW. Archiwum INiG-PIB, Kraków (dokumentacja niepublikowana, numer archiwalny 6898).

Lubaś, J., Szott, W., 2010. 15-year experience of acid gas storage in the natural gas structure of Borzęcin – Poland. *Nafta-Gaz* 66, 333–338.

Lubaś, J., Szott, W., Wójcicki, A., 2015. Wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z polskich złóż z wykorzystaniem CO₂ 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.

McCoy, S. (red.), 2014. Carbon Capture and Storage: Legal and Regulatory Review. Edition 4. OECD/IEA.

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.

Melzer, L.S., 2012. Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR): Factors Involved in Adding Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) to Enhanced Oil Recovery. Melzer Consulting, Midland TX, USA, February 2012.

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

NETL, 2017. Best Practices: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects. DOE/NETL-2017/1847 (dostępne na stronie netl.doe.gov).

Parsons Brinckerhoff, 2012. Development of a Measurement, Monitoring and Verification Technical Framework for Geological Storage of CO₂ in Australia: Feedback Report. GCCSI Ltd., Canberra, Australia (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://gccsi.com.au)).

PGE, 2015. The Bełchatów CCS Project. BASRECCS 3rd Conference on CCS, Warsaw, 29.05.2015 (prezentacja z konferencji dostępna na stronie basrec.net).

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, pCO₂ 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>.

PTRC, 2015. Aquistore, CO₂ Storage At The World's First Integrated CCS Project. GCCSI Ltd., 2015 (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://gccsi.com.au)).

Rabben, T.E., Ursin B., 2011. AVA inversion of the top Utsira Sand reflection at the Sleipner field. *Geophysics* 76, C53–C63.

Ringrose, P.S., Mathieson, A.S., Wright, I.W., Selama, F., Hansen, O., Bissell, R., Saoula, N., Midgley, J., 2013. The In Salah CO₂ storage project: lessons learned and knowledge transfer. *Energy Procedia* 37, 6226–6236.

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.

Rütters, H., Möller, I., May, F., Flornes, K., Hladik, V., Arvanitis, A., Gülec, N., Bakiler, C., Dudu, A., Kucharic, L., Juhojuntti, N., Shogenova, A., Georgiev, G., 2013. State-of-the-art of monitoring methods to evaluate storage site performance. *CGS Europe Key Report*, 2013. May 2013, 109p.

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.

Shaanxi Yanchang Petroleum, 2017. China-Australia CCUS Integrated International Cooperation Demonstration Project. Monitoring Technology for CO₂ Geological

Sequestration in Ultra-Low Permeability Reservoir of Yanchang Petroleum. GCCSI & Shaanxi Yanchang Petroleum (Group), Co., Ltd (raport dostępny na stronie [GCCSI](#)).

Shell, 2010. Quest Carbon Capture and Storage Project – Measurement, Monitoring and Verification Plan, Shell Canada Limited, Calgary, Alberta, November 2010 (załącznik do raportu oddziaływania na środowisko, dostępny na stronie [open.alberta.ca](#)).

Stanley, T. (red.), 2016. Carbon Capture and Storage: Legal and Regulatory Review. Edition 5. OECD/IEA.

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

Sutor, E., Tchórz, J., 2009. Kędzierzyn Project – Polygeneration Power Plant with CO₂ reduction (prezentacja z konferencji IEA w Ministerstwie Gospodarki, Warszawa, 18.06.2009).

Sutor, E., Tchórz, J., 2010. Projekt Kędzierzyn – Elektrownia Poligeneracyjna z usuwaniem CO₂, Platforma Współpracy (prezentacja z konferencji PKE/Tauron Katowice, 01.06.2010).

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.

Townsend, A., Havercroft, I., 2019. The LCFS and CCS Protocol: an overview for policymakers and project developers. Global CCS Institute, 2019 Policy Report (raport dostępny na stronie [GCCSI](#)).

Tsang, C.F., Benson, S.M., Kobelski, B., Smith, R., 2002. Scientific considerations related to regulation development for CO₂ sequestration in brine formations. *Environmental Geology* 42, 275–281. <https://doi.org/10.1007/s00254-001-0497-4>

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.

Tymowski, H., Tchórz, J., Pieter, M., 2010. Zeroemisyjny kompleks energochemiczny, Europejskie przedsięwzięcie Konsorcjum PKE S.A. – ZAK S.A. *Energetyka* nr 08/2010, pp. 544–555.

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), 2020. Dz.U. z 2020 roku, poz. 1064, z dnia 19 czerwca 2020 r.

Wallace, M., Goudarzi, L., Callahan, K., Wallace, R., 2015. A Review of the CO₂ Pipeline Infrastructure in the U.S. April 21, 2015. DOE/NETL-2014/1681.

Walosik, J., Petrys, T., 2009. Widmo katastrofy ekologicznej w Borzęcinie (Gmina Żmigród, Województwo Dolnośląskie). Europejskie Stowarzyszenie Ochrony Środowiska, Kraków 9 stycznia 2009.

White, S.P., Allis, R.G., Moore, J., Chidsey, T., Morgan, C., Gwynn, W., Adams, M., 2001. Natural CO₂ Reservoirs on the Colorado Plateau and Southern Rocky Mountains: Candidates for CO₂ Sequestration. Carbon Sequestration Project: Reactive, Multi-phase Behavior of CO₂ in Saline Aquifers beneath the Colorado Plateau. Funded by The Department of Energy's National Energy Technology Laboratory (NETL).

Whittaker, S., 2010. IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ Storage & Monitoring. Prezentacja dostępna na stronie: www.netl.doe.gov.

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 CO₂ 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., Feldman-Olszewska, A., Kłonowski, M., Słodkowski, M., 2017. Opracowanie końcowe z Etapu I: "Zadanie KAPS CO 2: Monitorowanie statusu projektów CCS (2015-2017 r.)". Inw. 5706/2018 Arch. CAG PIG, Warszawa. Teresa Adamczak-Biały

van der Voort, N., Vanclay, F., 2015. Social impacts of earthquakes caused by gas extraction in the Province of Groningen, The Netherlands. Environmental Impact Assessment Review 50, 1–15.

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.

ZEP, 2011a. The Costs of CO₂ Capture, Transport and Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie www.zeroemissionplatform.eu).

ZEP, 2011b. The Costs of CO₂ Capture. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://GCCSI.org)).

ZEP, 2011c. The Costs of CO₂ Transport. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://GCCSI.org)).

ZEP, 2011d. The Costs of CO₂ Storage. Post-demonstration CCS in the EU. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, Brussels, Belgium, July 2011 (raport dostępny na stronie [GCCSI](http://GCCSI.org)).

Zhou, Z., Ballentine, C. J., Schoell, M., Stevens, S.H., 2012. Identifying and quantifying natural CO₂ sequestration processes over geological timescales: The Jackson Dome CO₂ Deposit, USA. *Geochimica et Cosmochimica Acta* 86, 257-275.

Strony www:

CGS Europe (projekt unijny – 7 Program Ramowy): <http://www.cgseurope.net/>

CSLF (Carbon Sequestration Leadership Forum): <https://www.cslforum.org/cslf/>

CO2GeoNet: <http://www.co2geonet.com/home/>

ETP ZEP (European Technology Platform for Zero Emission fossil fuel Power plants):
<http://www.zeroemissionsplatform.eu/>

European CCS Demonstration Project Network: <https://www.ccusnetwork.eu/ccus-europe/european-ccs-demonstration-project-network-2009-%E2%80%93-2018>

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

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

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>

GD3: <https://op.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/bdb84106-a565-490a-8a34-cbfeaa53e609/language-pl/format-PDF/source-search>

GD4: <https://publications.europa.eu/pl/publication-detail/-/publication/35133f89-3c84-4d6e-b87b-8dfde0e0dec5>

IEA (International Energy Agency): <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/carbon-capture-utilisation-and-storage>

Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami: www.kobize.pl

Ministerstwo Klimatu i Środowiska – kolejne projekty polityki polityka energetycznej Polski:
<https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>

Ministerstwo Klimatu i Środowiska – projekt Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.,:

<https://bip.mos.gov.pl/pl/strategie-plany-programy/polska-strategia-wodorowa-do-roku-2030-z-perspektywa-do-2040-r/>

MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program: <https://sequestration.mit.edu/>

PGE Opole: <https://elopole.pgegiel.pl/Aktualnosci/pge-zakonczyla-najwieksza-w-polsce-megainwestycje-energetyczna-po-1989-roku>

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

Stowarzyszenie na rzecz efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego:
https://stowarzyszenie-zmijewski.pl/sites/default/files/materialy/skowronski_pawel_pge.pdf

Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole: <https://ste-silesia.org/ELO/raport.pdf>

US EPA – otwory klasy VI: <https://www.epa.gov/uic/class-vi-guidance-documents>

US EPA – Safe Drinking Water Act, 1974: <https://www.epa.gov/sdwa>

Zero Emission Resource Organisation: <http://www.zeroco2.no/>

Spis ilustracji

Rys. 1.1 Infrastruktura przesyłowa i produkcyjna CO₂-EOR w USA (oraz w Kanadzie; za Wallace i in., 2015).

Rys. 1.2 Projekty CCS/CCUS aktualnie realizowane na świecie – stan na koniec 2020 roku (a - mapa przeglądowa; b - atrybuty warstwy numerycznej dla przykładowego projektu; koła oznaczają duże projekty, gwiazdki – projekty pilotażowe).

Rys. 2.1 Bilans globalnego cyklu węglowego, według Friedlingstein i in., 2020.

Spis tabel

Tabela 2.1 Emisje i typy (ze względu na cel zatłaczania i źródło CO₂) obecnie funkcjonujących dużych projektów CCS.

Tabela 4.1 Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów demonstracyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO₂ rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Tabela 4.2 Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów komercyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO₂ rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

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).

SPIS ZAŁĄCZNIKÓW

Załącznik A - Baza projektów CCS: Projekty demonstracyjne i (duże) komercyjne CCS (2020)

Załącznik B - Zagadnienia (bezpieczeństwa) składowania dla projektów CCS
(uzupełnienie do bazy – Załącznika A)