



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy
państwowa służba geologiczna

**RAPORT CZĄSTKOWY Z REALIZACJI PRZEDSIĘWZIĘCIA
Z ZAKRESU PAŃSTWOWEJ SŁUŻBY GEOLOGICZNEJ**

**„Zadanie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla (KAPS CO₂):
Monitorowanie podziemnych składowisk CO₂”**

w ramach umowy dotacji nr 122/2024/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 29.05.2024 r.

ANALIZA TECHNIK I ZASAD MONITORINGU SKŁADOWISK CO₂
(aktualizacja sprawozdania za rok 2024 według stanu na XII 2025)

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



**NARODOWY FUNDUSZ
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**

Wykonawca:

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



Osoba sporządzająca sprawozdanie:

dr inż. Adam Wójcicki

Kierownik komórki organizacyjnej:

Marcin Szuflicki

Dyrektor/Dyrektor pionu

dr Olimpia Kozłowska

Zastępca Dyrektora
ds. państwowej służby geologicznej

Warszawa, styczeń 2026 r.

Spis treści

Wstęp	3
1. Techniki stosowane przy monitoringu składowisk.....	4
ROK 2024	4
ROK 2025	11
2. Zasady monitoringu składowisk CO ₂ i ich egzekwowanie (w wybranych krajach i projektach CCS/CCUS)	13
2.1 Metody monitoringu, ich zakres stosowania i ramy czasowe w przypadku typowych, przykładowych projektów CCS/CCUS	13
ROK 2024	13
ROK 2025	25
2.2 Legislacja, praktyczne doświadczenia oraz wytyczne i zalecenia w sprawie monitoringu składowisk CO ₂ i właściwe organy nadzoru i kontroli	26
ROK 2024	26
ROK 2025	33
2.3 Wytyczne nt. kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla dopuszczalnego do składowania	34
ROK 2024	34
ROK 2025	37
Podsumowanie	38
Literatura	39

Wstęp

W ramach przedsięwzięcia „Zadanie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla (KAPS CO₂): Monitorowanie podziemnych składowisk CO₂”, realizowanego na podstawie umowy nr 122/2024/Wn-07/FG-GO-DN/D z dnia 29.05.2024 r. za środki Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, przewidziano wykonanie raportu częściowego poświęconego przeanalizowaniu technik i zasad monitoringu składowisk CO₂ (Wójcicki, 2024), a następnie jego aktualizacji według stanu na koniec 2025 roku (tzn. niniejszego sprawozdania).

Przewidziano wykorzystanie na potrzeby sporządzenia niniejszego sprawozdania informacji w przedmiotowym zakresie zgromadzonych w ramach przedsięwzięcia „Zadanie KAPS CO₂: Monitorowanie statusu projektów CCS” (lata 2015-2022; Wójcicki i in., 2017, 2021, 2022) oraz niniejszego przedsięwzięcia, w tym zawartych w aktualnej bazie projektów CCS KAPS CO₂ (stan na koniec 2025 roku), a także informacji zawartych w dostępnej literaturze przedmiotu. Miało to na celu przedstawienie i aktualizację informacji dotyczących technik monitoringu stosowanych na świecie w przypadku podziemnego składowania dwutlenku węgla, oraz w przypadku podziemnego składowania dwutlenku węgla połączonego z eksploatacją złóż węglowodorów (w tym wspomaganie wydobywania węglowodorów – EHR, CO₂-EOR), na lądzie i pod dnem morza.

Przewidziano także aktualizację informacji na temat stosowanych/zalecanych na świecie w przypadku typowych projektów CCS/CCUS metod monitoringu składowisk CO₂ (geofizycznych, geochemicznych, etc.), zakresu i ram czasowych monitoringu w całym okresie życia projektów CCS/CCUS obejmujących podziemne składowanie dwutlenku węgla oraz podziemne składowanie dwutlenku węgla połączone z eksploatacją złóż węglowodorów, na lądzie i pod dnem morza.

Ponadto przewidziano aktualizację (w miarę dostępności) informacji na temat jednostek (właściwych organów) odpowiedzialnych za koncesjonowanie (w tym zatwierdzanie i aktualizację planów monitoringu), nadzór i kontrolę bezpieczeństwa podziemnego składowania dwutlenku węgla w przypadku składowisk CO₂ w tychże krajach, jak również uprawnień wspomnianych jednostek. Przewidziano także aktualizację (w miarę dostępności informacji) analizy regulacji unijnych, obowiązujących w krajach UE i EOG oraz w innych krajach, a także stosowanych tam wytycznych dotyczących kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla dopuszczalnego do składowania.

1. Techniki stosowane przy monitoringu składowisk

ROK 2024

W ramach kolejnych etapów przedsięwzięcia „Zadanie KAPS CO₂: Monitorowanie statusu projektów CCS”, realizowanych w latach 2015-2022 (Wójcicki i in., 2017, 2021, 2022) gromadzono i charakteryzowano informacje dotyczące w szczególności 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) w Europie i na świecie. Obejmowało to między innymi gromadzenie i analizę informacji dotyczących stosowanych (lub przewidzianych do zastosowania) w tych projektach technik monitoringu składowisk dwutlenku węgla, na wszystkich etapach życia projektów. Takie informacje, o różnym zakresie i stopniu szczegółowości były dostępne w przypadku 27 dużych projektów (demonstracyjnych i komercyjnych) oraz 23 pilotażowych (Wójcicki i in., 2022; Strona KAPS CO₂, Baza informacji o projektach CCS/CCUS).

W niniejszym raporcie przyjęto, że pojęcie „technika stosowana przy monitoringu składowisk” może oznaczać grupę metod (geofizycznych, geochemicznych, etc.) umożliwiających zmierzenie określonego parametru. Nie zawsze pojęcia te („technika” a „metoda”) da się łatwo rozgraniczyć – np., gdy mamy zestaw różnych wariantów pomiarów geofizycznych rejestrujących/monitorujących dany parametr, to można w tym przypadku mówić zarówno o metodzie obejmującej szereg wariantów lub o technice obejmującej szereg metod pomiarowych. Innymi słowy, pojęcie „technika” może być szersze lub równoznaczne pojęciu „metoda”.

Na podstawie tych informacji można stwierdzić, że składowiska pod dnem morza monitorowane są głównie metodami geofizycznymi ukierunkowanymi na badanie kompleksu składowania, w szczególności detekcję „chmury” CO₂ (sejsmika i inne powierzchniowe metody geofizyczne), prowadzi się też monitoring szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających (oraz ciśnienia i przepływu na głowicy otworu), 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. Generalnie nie są wykorzystywane w tym przypadku otwory monitoringowe nawiercające kompleks składowania.

Przy składowaniu na lądzie również prowadzi się powierzchniowe badania geofizyczne kompleksu składowania (w szczególności stosowana jest sejsmika 3D/4D), monitoring szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających (oraz ciśnienia i przepływu na głowicy otworu), a także substancji znacznikowych. Wykorzystuje się ponadto otwory monitoringowe nawiercające kompleks składowania oraz jego nadkład, umożliwiające badania geofizyczne ośrodka geologicznego w otworach i międzyotworowe (np. VSP, tomografia międzyotworowa – sejsmiczna, elektrooporowa) oraz pobór prób wód złożowych i użytkowych. W odróżnieniu od składowania pod dnem morza prowadzi się kompleksowe monitorowanie nadkładu składowiska, w szczególności ośrodka gruntowo-wodnego, gdzie występują wody użytkowe narażone na zanieczyszczenie płynami złożowymi w przypadku nieszczelności składowiska lub odwiertów, a także powierzchni terenu. Obejmuje to pobór próbek wód gruntowych i głębiej występujących użytkowych wód podziemnych (czasami też monitoring ciśnienia w obrębie wód użytkowych ponad składowiskiem), a także monitoring gleby (w tym powietrza glebowego) i powietrza atmosferycznego oraz szaty roślinnej, składu wód

powierzchniowych i deformacji gruntu w miejscu zatłaczania, jak również wspomniane wyżej badania geofizyczne wykorzystujące otwory monitoringowe (i zatłaczające).

Zgodnie z zaleceniami Guidance Document [GD2](#) do Dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r., opublikowanymi w 2011 roku, dotyczącymi zagadnień charakterystyki kompleksu składowania, składu strumienia CO₂, monitoringu i działań naprawczych) monitoring prowadzi się na wszystkich etapach życia projektów CCS/CCUS: przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (monitoring bazowy/stanu początkowego), w trakcie funkcjonowania składowiska, na etapie jego zamknięcia oraz po jego zamknięciu i przekazaniu odpowiedzialności przez operatora właściwemu organowi. Zalecenia te stanowią wskazówki i komentarz odnoszące się do realizacji Art. 13 (Monitorowanie) Dyrektywy i Załącznika II (Kryteria dla celów opracowania i aktualizacji planu monitorowania, o którym mowa w art. 13 ust. 2 i monitorowania po zamknięciu) do ww. Dyrektywy, której zapisy zostały wdrożone do prawa krajowego przez Polskę, inne kraje Unii Europejskiej (Shogenova, 2013), a także kraje Europejskiego Obszaru Gospodarczego (w tym Norwegię) i Wielką Brytanię (wcześniej państwo członkowskie UE).

Zalecenia te generalnie nie uległy zmianie w opublikowanej w lipcu 2024 roku aktualizacji dokumentu [GD2](#) gdzie dalej powołuje się na Art. 13 (Monitorowanie) Dyrektywy i Załącznika II (Kryteria dla celów opracowania i aktualizacji planu monitorowania, o którym mowa w art. 13 ust. 2 i monitorowania po zamknięciu) do ww. Dyrektywy. Natomiast aktualizacja dokumentu [GD2](#) w porównaniu z wersją wcześniejszą nie zawiera charakterystyki technik/metod monitoringu, zapewne z uwagi na mnogość tego rodzaju rozwiązań.

Z kolei w Stanach Zjednoczonych analogiczne zagadnienia zawarte są w zaleceniach do legislacji dotyczącej otworów klasy VI (tzn. do zatłaczania dwutlenku węgla) wydanej przez US EPA (federalna Agencja Ochrony Środowiska), konkretnie w zaleceniach US EPA z 2013 roku dotyczących monitoringu (US EPA, 2013). Obejmują one w szczególności techniki/metody monitoringu w otworach – szczelności, ciśnienia, temperatury, składu i ilości zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla, korozji, a także monitoringu wód użytkowych oraz powietrza glebowego i atmosferycznego, jak również monitoringu „chmury” CO₂ i związanego z nią frontu ciśnienia. Jak stąd widać zalecenia US EPA są generalnie analogiczne do omawianych wyżej unijnych, jeśli chodzi o stosowanie technik/metod monitoringu, poza ewentualnie większym naciskiem na badanie zjawisk zachodzących w otworze zatłaczającym i jego bezpośrednim sąsiedztwie, w szczególności pod kątem możliwych zagrożeń dla wód użytkowych. Ich uzupełnieniem był szereg raportów National Energy Technology Laboratory (NETL) prezentujących szczegółowo zalecane najlepsze praktyki w zakresie całokształtu problematyki monitoringu składowisk dwutlenku węgla – najnowszy z 2017 roku (NETL, 2017). Wykorzystano w nich doświadczenia z realizacji projektów CCS/CCUS badawczych i w skali przemysłowej, w szczególności tych realizowanych w Stanach Zjednoczonych (**Fig. 1**). Przedstawiono tam m.in. techniki/metody monitoringu powietrza atmosferycznego ponad składowiskiem dwutlenku węgla (sensory optyczne przy powierzchni – w sąsiedztwie otworu zatłaczającego, substancje znacznikowe, pomiary na wieży, spektrometria laserowa, lidar), monitoringu geochemicznego gleby/gruntu powyżej zwierciadła wód podziemnych (w tym powietrza glebowego; pomiary *in-situ*, pobór prób, substancje znacznikowe), monitoringu geochemicznego płytko występujących wód podziemnych (pomiary *in-situ*, pobór prób, substancje znacznikowe), monitoringu satelitarnego inSAR deformacji gruntu w miejscu zatłaczania. Omówiono także techniki/metody monitoringu otworowego kompleksu składowania (np. PNT – profilowanie neutronowe pulsacyjne, określające nasycenie przestrzeni porowych nadkrytycznym/ciekłym CO₂;

profilowania akustyczne, różne elektryczne, porowatości neutronowej), stanu technicznego otworu (cementu, zarzucania, ściany odwiertu), temperatury i ciśnienia na głowicy otworu i temperatury w w otworze (DTS) oraz przewodności cieplnej w strefie zatłaczania (DTPS), monitoringu geochemicznego (pobór prób, substancje znacznikowe) mediów złożowych w kompleksie składowania i w jego bezpośrednim nadkładzie, monitoringu z wykorzystaniem powtarzalnej sejsmiki powierzchniowej (3D/4D), VSP (źródła sygnału na powierzchni, odbiorniki w jednym lub wielu otworach – pomiary powtarzalne) i tomografii sejsmicznej oraz sejsmiki pasywnej (mikrosejsmiki) i sejsmiki DAS (odbiornikami są kable z włókna szklanego; pomiary powierzchniowe i otworowe), monitoringu z wykorzystaniem powtarzalnych pomiarów grawimetrycznych, metod elektrycznych (tomografii elektrooporowej ERT, w wariacie rejestracji na powierzchni z wykorzystaniem źródła w otworze i w wariacie międzyotworowym) i elektromagnetycznych (CSEM – pomiary z wykorzystaniem kontrolowanego źródła). Omawiany monitoring obejmuje cały cykl życia projektu CCS/CCUS, w tym określenie poziomu odniesienia (baseline) przed rozpoczęciem zatłaczania.

Analogiczne do unijnych regulacje i zalecenia przyjął w 2013 roku rząd prowincji Alberta w Kanadzie (Alberta, Government, 2013), analogiczne zalecenia są też zawarte w zrealizowanym przez Global CCS Institute przy wsparciu rządu Australii raporcie Parsons Brickerhoff (2012).

Natomiast najnowsze zalecenia z Wielkiej Brytanii, wydane przez podmiot nadzorujący w imieniu rządu brytyjskiego koncesje na obszarach morskich tego kraju (NTSC; North Sea Transition Authority, 2024), dotyczą ogólnych zasad monitoringu w otworach na morzu – w szczególności technik/metod pomiaru ciśnienia, gęstości i ilości zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla.

Zakres monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla jest rozmaity dla poszczególnych projektów (Strona KAPS CO₂; Wójcicki i in., 2017, 2021, 2022), 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 szcerpanych 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). Generalnie, w miarę możliwości, na poszczególnych etapach życia projektów CCS/CCUS stosowane są te same techniki/metody monitoringu, celem uzyskania porównywalnych wyników. Dotyczy to w szczególności monitoringu kompleksu składowania celem detekcji „chmury” CO₂ (w oparciu o powierzchniowe metody geofizyczne, w szczególności sejsmikę 3D/4D), w trakcie funkcjonowania składowiska, na etapie jego zamknięcia oraz po jego zamknięciu, jak również monitoringu środowiskowego na wszystkich etapach (środowiska gruntowo-wodnego na lądzie, dna morza i związanego z nim środowiska). Naturalnie po likwidacji otworów zatłaczających nie jest możliwe dalsze prowadzenie w nich monitoringu szczelności odwiertów oraz ciśnienia i temperatury, podobnie likwidacja otworów monitoringowych nawiercających kompleks składowania lub jego bezpośredni nadkład wyklucza kontynuację monitoringu międzyotworowego oraz pobór prób płynów złożowych.

Poniżej przedstawiono dla celów poglądowych scharakteryzowane w opublikowanej w 2011 roku wersji Guidance Document [GD2](#) zalecane techniki/metody monitoringu (**Tabela 1**). Analizując dostępną literaturę i inne dostępne informacje dotyczące planów monitoringu prowadzonego w ramach aktualnie realizowanych projektów można stwierdzić, że poza niewątpliwym postępem

technologicznym w zakresie technik pomiarowych, zwłaszcza w zakresie geofizyki, poniższa lista technik/metod monitoringu jest generalnie w dalszym ciągu aktualna.

Natomiast warta przytoczenia jest tu krytyczna analiza mocnych i słabych stron wybranych perspektywicznych technik/metod monitoringu geofizycznego przedstawiona w jednej z najnowszych publikacji na ten temat (**Tabela 2**). Analiza skupia się głównie na powierzchniowym monitoringu geofizycznym (ewentualnie z wykorzystaniem otworów) i zasadniczo nie porusza problematyki monitoringu w otworach i w obrębie środowiska gruntowo-wodnego.

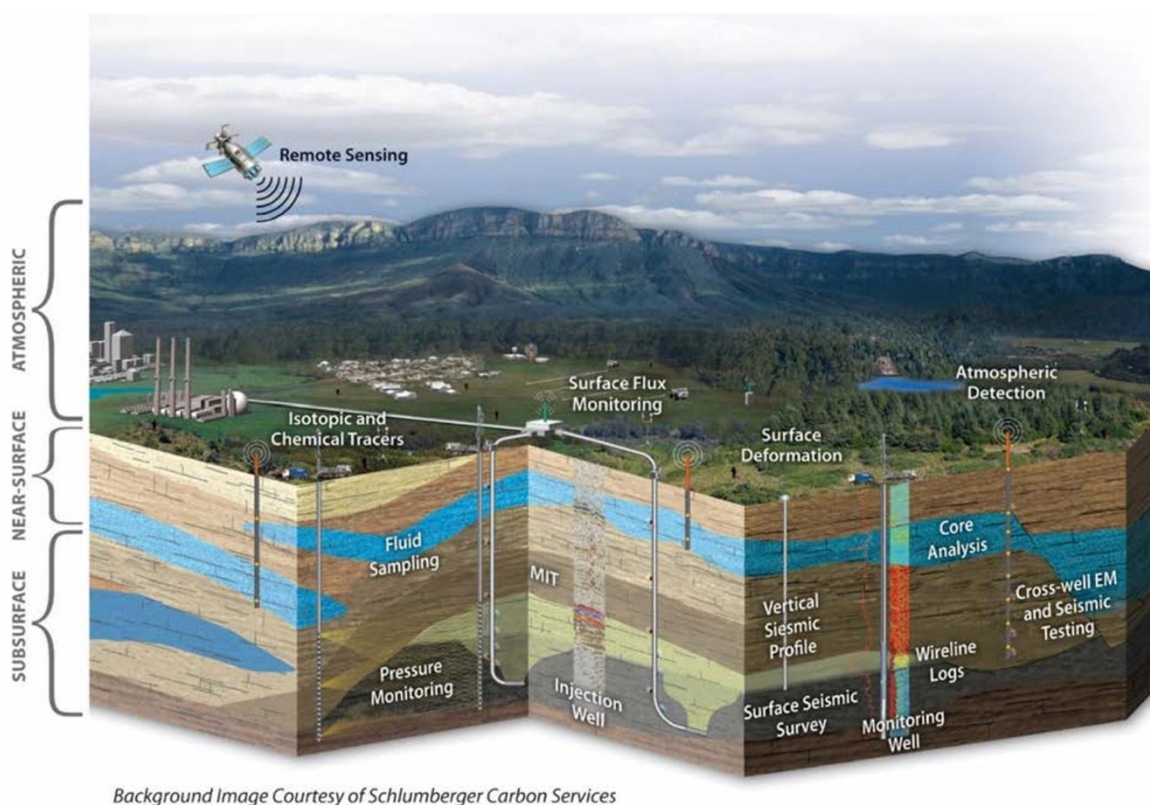


Fig. 1 Schemat ideowy monitoringu składowiska dwutlenku węgla (za NETL, 2017)

Tabela 1 Zestawienie metod/technik monitoringu (wg Guidance Document GD2 do Dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r.)

Kategoria	Technika/Metoda	Zastosowanie/Cel				Łąd/Morze		Pomiar gdzie
		Zatłaczanie CO ₂	Chmura CO ₂	Migracja CO ₂	Środowisko	Łąd	Morze	
Pomiary techniczne na głowicy otworu i w odwiercie	Pomiary ciśnienia i temperatury na głowicy							otwory
	Pomiary przepływu i składu strumienia CO ₂ na głowicy							otwory
	Pomiary ciśnienia i temperatury w odwiercie							otwory
	Pomiary ciśnienia za rurami w odwiercie							otwory
Geofizyka wiertnicza	Profilowania w otworze zatłaczającym							otwory
	Profilowania akustyczne							otwory
	Profilowanie wiązania cementu (ultradźwiękowe)							otwory
	Profilowanie neutronowe pulsacyjne							otwory
	Profilowanie gęstości							otwory
	Profilowanie optyczne							otwory
	Profilowanie gamma							otwory
	Profilowania elektryczne							otwory
Opróbowanie na CO ₂ w odwiercie	Opróbowanie w odwiercie i analizy chemiczne							otwory
	Substancje znacznikowe							otwory
Sejsmika	Sejsmika 2D							powierzchnia
	Sejsmika 3D wielokomponentowa, powtarzalna							powierzchnia
	Sejsmika 4D (permanentna sieć monitoringu)							powierzchnia
	Pionowe profilowania sejsmiczne (VSP)							otwory
	Sejsmika międzyotworowa (tomografia sejsmiczna)							otwory
	Sejsmika pasywna (mikrosejsmika)							otwory
Płytki geofizyki wysokorozdzielcza	Sonar boczny							powierzchnia
	Echosonda							powierzchnia
	Płytki sejsmiki 2D							powierzchnia
	Sonar bąbelkowy							powierzchnia
	Profilowanie sejsmiczne							powierzchnia
	Obrazowanie akustyczne							powierzchnia
	Georadar (GPR)							powierzchnia
Pomiary grawimetryczne	Powtarzalne pomiary grawimetryczne							powierzchnia
	Grawimetria otworowa							otwory
Metody elektryczne i elektromagnetyczne	Pomiary elektryczne i elektromagnetyczne (na lądzie)							powierzchnia
	Pomiary polaryzacji wzbudzonej (IP)							powierzchnia
	Pomiary potencjału samoistnego (SP)							powierzchnia
	Lotnicze pomiary elektromagnetyczne							powietrze

	Sondowania magnetotelluryczne							powierzchnia
	CSEM							
	Pomiary elektromagnetyczne oporności							powierzchnia
	Pomiary elektromagnetyczne na dnie morza							powierzchnia
	Profilowanie EM w otworze (permanentne)							otwory
	Pomiary elektromagnetyczne międzyotworowe							otwory
	Tomografia elektrooporowa międzyotworowa (ERT)							otwory
Próbki wody i geochemia	Geochemia wody morskiej							woda morska
	Monitoring wód podziemnych							otwory/woda
	Analizy chemiczne próbek mediów złożowych							otwory/woda
	Długoterminowy monitoring otworowy pH							otwory/woda
Próbki gleby/osadu i geochemia	Próby osadów z dna morskiego & analizy gazów							powierzchnia
	Monitoring gazów w glebie i strefie aeracji							blisko powierzchni
Szata roślinna	Thermal Hyperspectral Imaging (satelitarny)							satelita
	Thermal Hyperspectral Imaging (lotniczy)							powietrze
	Color IR Transparency Films							blisko powierzchni
Odształcenia powierzchni terenu	Interferometria satelitarna (InSAR)							satelita
	Przechyłomierz (czuły inklinometr)							powierzchnia
Monitoring CO ₂ w powietrzu atmosferycznym	Detektory CO ₂							powierzchnia
	Kowariancja Eddy							powierzchnia
	Zaawansowany system detekcji wycieków							powierzchnia
	Systemy laserowe							powierzchnia
	Substancje znacznikowe (izotopy) w próbkach CO ₂							powierzchnia
	Komora przepływu							powierzchnia
	Chemia bąbelkowa							powierzchnia
	Przenośne analizatory gazu w podczerwieni (IR)							powierzchnia
	Lotnicze pomiary laserowe							powierzchnia
Inne	Monitoring ekosystemów							powierzchnia

Tabela 2 Zestawienie mocnych i słabych stron wybranych technik/metod monitoringu geofizycznego (na podstawie Huang i Yang, 2022)

Technika/Metoda	Mocne strony	Słabe strony
InSAR	Duży obszar badań i niski koszt	Ograniczona czułość w przypadku niewielkiej „chmury” CO ₂ , wymagane korzystne warunki terenowe
Spektroskopia modulowana częstotliwością (monitoring powietrza atmosferycznego)	Bezpośrednia detekcja wycieku CO ₂ na powierzchnię	Ograniczony obszar badań
Mikrosejsmika	Stosunkowo niski koszt	Mikrowstrząsy mogą mieć różne przyczyny
Sejsmika powierzchniowa powtarzalna (time lapse) 4D, w tym wielokomponentowa	Szeroki zakres głębokości, rozdzielczość rzędu 30 m	Wysoki koszt
VSP powtarzalna (time lapse)	Lepsza rozdzielczość niż sejsmika powierzchniowa (ok. 2-krotnie), zwłaszcza dla większych głębokości	Wysoki koszt, monitorowana mniejsza objętość niż w sejsmice powierzchniowej, mniej czuła w płytkiej strefie
Grawimetria	Pozwala ocenić masę składowanego CO ₂ , niski koszt	Słaba rozdzielczość przestrzenna, nie wykrywa niewielkiej i/lub głęboko położonej „chmury” CO ₂
Metody elektryczne i elektromagnetyczne (EM)	Powierzchniowo-otworowa technika obrazowania elektromagnetycznego jest dobrze rejestruje poziomo warstwowe (i miększe) „chmury” CO ₂	Ograniczona rozdzielczość przestrzenna, nie wykrywa „chmury” CO ₂ w postaci cienkiej warstwy
Pomiary EM kontrolowanego źródła	Monitoring EM na morzu, czuła na zmiany oporności płynów złożowych	Ograniczona rozdzielczość przestrzenna
Tomografia elektrooporowa (ERT), w tym międzyotworowa	Efektywna przy detekcji „chmury” CO ₂ płytko występującej (lub wycieku) lub zlokalizowanej w pobliżu elektrod	Ograniczona rozdzielczość przestrzenna i niewielki zasięg głębokościowy w wersji powierzchniowej, w wersji międzyotworowej wymagane są głębokie otwory
Pomiary potencjału samoistnego (SP)	Detekcja płynów złożowych migrujących strefą uskokową lub w odwiercie	Niewiele znanych zastosowań

ROK 2025

W oparciu o informacje zgromadzone w bazie KAPS CO₂ oraz dostępną literaturę przedmiotu (patrz rozdział 1) przeanalizowano i scharakteryzowano techniki stosowane oraz zalecane na świecie przy monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla w całym okresie życia projektów CCS/CCUS. Jedynie w przypadku 2 nowych/wcześniej niezinventaryzowanych projektów udało się zebrać informacje na temat programów monitoringu. Są to projekty specyficzne, obejmujące składowanie gazu kwaśnego (CO₂+H₂S) w formacjach solankowych na lądzie w USA, w rejonach, gdzie prowadzi się eksploatację węglowodorów (projekty Campo Viejo Gas Processing Plant i Dark Horse Storage). Obok standardowych technik monitoringu otworowego, zawierających się w omówionych powyżej (rok 2024), stosowany jest w tych projektach monitoring sejsmometryczny, w bliższym i dalszym sąsiedztwie miejsc zatłaczania, ukierunkowany na detekcję naturalnych i antropogenicznych wstrząsów sejsmicznych. W przypadku 3 wcześniej zinwentaryzowanych projektów w USA i Chinach udało się zgromadzić dodatkowe informacje, jednak dotyczyły one standardowych, przeanalizowanych wyżej technik monitoringu (projekty Occidental Terrell i ExxonMobil Shute Creek Gas – CO₂-EOR na lądzie; CNOOC Enping – formacje solankowe i CO₂-EOR na morzu).

Przeanalizowano ponadto informacje z najnowszej publikacji IEA Greenhouse Gas R&D Programme "CO₂ Storage Site Catalogue" (IEAGHG, 2024a) na temat technik/metod monitoringu mających zastosowanie w przypadku 22 projektów CCS/CCUS na (a właściwie dedykowanych im miejsc składowania) obejmujących składowanie w skali przemysłowej, projektów pilotażowych i badawczych – z tego 10 aktualnie realizowanych projektów w skali przemysłowej, 11 zakończonych – niegdyś funkcjonujących (6 realizowanych w skali przemysłowej oraz 5 badawczych/pilotażowych) i 1 anulowanego, planowanego w skali przemysłowej (dla którego, jednakże był opracowany stosunkowo szczegółowy program monitoringu). Wszystkie te projekty były wcześniej zinwentaryzowane w bazie KAPS CO₂. Jeśli chodzi o mniej standardowe techniki monitoringu to warte wzmianki są informacje na temat projektu Tomakomai (Japonia), obejmującego składowanie w poziomach solankowych na morzu w sąsiedztwie południowego wybrzeża wyspy Hokkaido, dla którego charakterystyczna była rozbudowana sieć monitoringu sejsmometrycznego (regionalnego) i mikrosejsmicznego (na mniejszym obszarze) na dnie morza oraz na powierzchni terenu i otworach obserwacyjnych na przyległym obszarze lądowym. Jednakże, taki przypadek nie miałby raczej zastosowania w naszym kraju, gdzie składowanie jest dozwolone na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej Bałtyku, a nie w obszarze wód przybrzeżnych. Inna mniej standardowa technika to pomiary grawimetryczne w otworze, która była stosowana np. w zakończonym kilkanaście lat temu projekcie Cranfield w USA (składowanie w formacji solankowej podścielającej niegdyś eksploatowane złożo ropy) i również zakończonym projekcie Farnsworth Unit EOR Field Project - Development Phase (USA). Technika ta raczej nie wnosi istotnych informacji w zakresie nasycenia ośrodka mediami złożowymi, w tym CO₂, w porównaniu do szerzej stosowanych, standardowych technik geofizyki otworowej (jak np. PNL – Pulse Neutron Logging, Production Logging, etc.).

Natomiast w oparciu o informacje z dwóch najnowszych publikacji IEA Greenhouse Gas R&D Programme: "Geological Storage of CO₂: Seal Integrity Review" (IEAGHG, 2024b) i "Reviewing implications of unlikely but potential CO₂ migration to the surface or shallow subsurface" (IEAGHG, 2025) można uszczegółowić i uzupełnić listę technik monitoringu stosowanych w przypadku składowania dwutlenku węgla w strukturach geologicznych pod dnem morza (w formacjach solankowych i sczerpanych złożach węglowodorów). Są to pomiary bezpośrednie (*in situ*) pH, zasolenia i temperatury w kolumnie wody ponad dnem morza, oraz zawartości dwutlenku węgla i innych gazów

rozpuszczonych w wodzie morskiej, a w przypadku szcerpanych złóż węglowodorów dodatkowo metanu i ewentualnie innych węglowodorów gazowych.

2. Zasady monitoringu składowisk CO₂ i ich egzekwowanie (w wybranych krajach i projektach CCS/CCUS)

2.1 Metody monitoringu, ich zakres stosowania i ramy czasowe w przypadku typowych, przykładowych projektów CCS/CCUS

ROK 2024

W niniejszym rozdziale scharakteryzowano w sposób syntetyczny szereg przykładowych projektów CCS/CCUS, zarówno badawczych/pilotażowych (zatłaczanie do 100 tys. ton CO₂ sumarycznie) jak i w skali przemysłowej (zatłaczanie ponad 100 tys. ton CO₂/rok), w aspekcie monitoringu dedykowanych im miejsc składowania CO₂. Scharakteryzowano stosowane w ich przypadku metody (techniki) monitoringu i ich zakres stosowania, oraz ramy czasowe, a także wskazano właściwe organy odpowiedzialne za koncesjonowanie, nadzór i kontrolę w przedmiotowym zakresie (w miarę dostępności informacji). Są to wybrane projekty funkcjonujące obecnie lub w nieodległej przeszłości, realizowane na świecie (**Fig. 2**). Projekty wybrano pod kątem doświadczeń z ich realizacji, jakie mogłyby być przydatne w warunkach polskich.

Są to w większości projekty wykorzystujące miejsca składowania w poziomach solankowych – na lądzie, pilotażowe (CO₂SINK w Ketzin, Niemcy; Hontomin, Hiszpania) i w skali przemysłowej (In Salah, Algieria; Decatur, Illinois, USA; Quest, Aquistore; Kanada; Gorgon, Australia) oraz projekty obejmujące miejsca składowania pod dnem morza (Sleipner, Snøhvit; Norwegia). Projekt Weyburn – złożę ropy naftowej (na lądzie) w Kanadzie wykorzystywane jako jedno z dwóch miejsc składowania projektu amerykańsko-kanadyjskiego (a następnie innego kanadyjskiego) to typowy projekt CO₂-EOR, czyli wspomagania wydobywania ropy naftowej przez zatłaczanie dwutlenku węgla, natomiast projekt Cranfield można traktować jako przypadek pośredni, gdzie CO₂ zatłaczano do poziomu solankowego pod złożem ropy naftowej (na lądzie) w celu podniesienia ciśnienia w złożu.

W przypadku projektów realizowanych na lądzie monitoring miał w szczególności odpowiedzieć na pytanie czy występują wycieki dwutlenku węgla poza kompleks składowania mogące stanowić zagrożenie dla wód użytkowych, czy też ewentualnie mogące zanieczyścić eksploatowane złoża gazu ziemnego w ich sąsiedztwie. Natomiast w projektach realizowanych na morzu istotna była kwestia wpływu składowania dwutlenku węgla na ekosystemy na dnie morza.

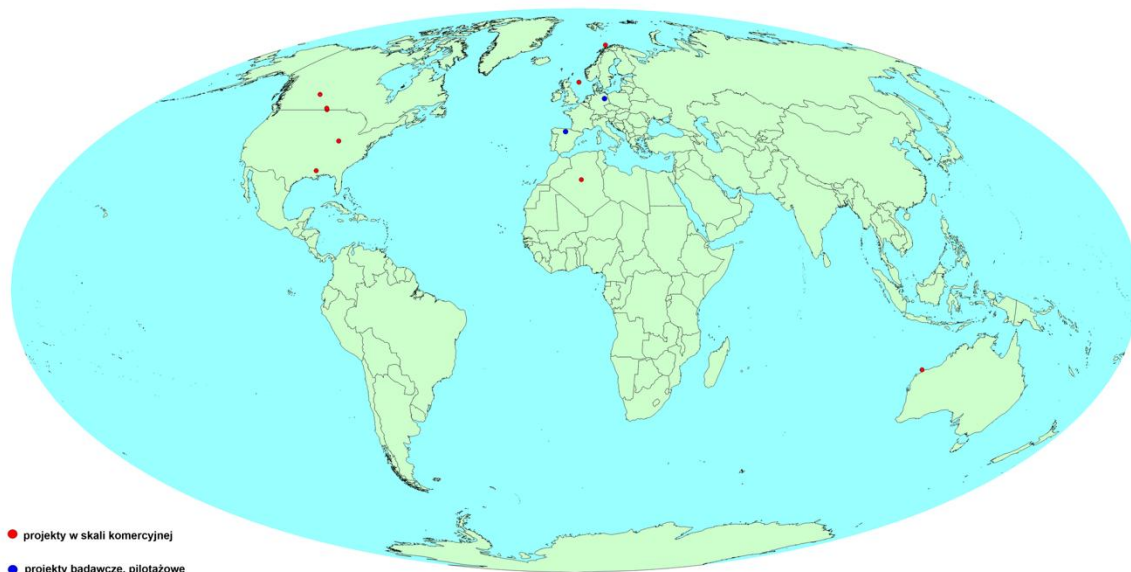


Fig. 2 Orientacyjna lokalizacja rozpatrywanych projektów CCS/CCUS

Projekt CO₂SINK w Ketzin (Niemcy)

Z uwagi na bliskość geograficzną i warunki geologiczne w znacznym stopniu analogiczne do tych w naszym kraju, a także szeroki zakres stosowanych technik/metod monitoringu, interesujący jest przykład projektu badawczego pilotażowego zatłaczania dwutlenku węgla CO₂SINK w Ketzin (Niemcy, niedaleko Poczdamu). W tej lokalizacji magazynowano wcześniej gaz miejski a następnie (od 1964 roku) gaz ziemny w aquiferze dolnojurańskim, do 2000 roku (Sambo i in., 2022; Zivar i in., 2021). Dzięki temu warunki geologiczne w obrębie lokalizacji projektu pilotażowego były stosunkowo dobrze rozpoznane otworami, archiwalną sejsmiką i innymi metodami geofizycznymi.

Etap funkcjonowania składowiska w ramach projektu pilotażowego obejmującego zatłaczanie dwutlenku węgla do kolektora górnortriasowego, piaskowca trzcinowego (formacja Stuttgart) w sumarycznej ilości 67 000 ton, miał miejsce w latach 2008-2013 (Lüth i in., 2017), a więc zasadniczo równoległe z przygotowaniem i wdrażaniem Dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla (Shogenova i in., 2013) i był realizowany na podstawie wówczas obowiązujących w Niemczech zapisów prawa górniczego. Lokalizacja ta była wcześniej rozpoznana archiwalną sejsmiką 2D, o jakości i rozdzielczości niewystarczającej dla postawionego zadania geologicznego, tzn. określenia stanu początkowego składowiska przed rozpoczęciem zatłaczania i sporządzenia szczegółowego modelu składowiska (jako poziomu odniesienia) na potrzeby śledzenia zachowania zatłaczanego dwutlenku węgla.

Stąd podstawową metodą geofizyczną w zakresie szczegółowego rozpoznania miejsca składowania była wykonana przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂, w 2005 roku, wysokorozdzielcza sejsmika 3D – zastosowano wielkość binu 12 x 12 m z uwagi na wielkość badanego obszaru (12 km²) i przewidywaną relatywnie niewielką ilość zatłaczanego dwutlenku węgla, dostosowując jednocześnie inne parametry tak aby optymalnie zobrazować kolektor piaskowca trzcinowego występujący na głębokości ok. 650 m, zaś przedmiotem obrazowania był przedział głębokości do ok. 1000 m (Juhlin i in., 2007; Giese i in., 2009). Omawiane zdjęcie sejsmiczne 3D było jednocześnie wykorzystywane jako punkt odniesienia dla

monitoringu zatłoczonego CO₂, zgodnie z wymogami Dyrektywy 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, tzn. sejsmika 3D była powtarzana co kilka lat w trakcie i po zakończeniu zatłaczania (tzn. w latach 2009, 2012 i 2015; Schmidt-Hattenberger, 2019). Wykorzystano je ponadto do zobrazowania pozostałości gazu magazynowanego wcześniej w nadkładzie, w kolektorze dolnojurajskim.

Obok sejsmiki 3D do rozpoznania składowiska posłużyły cztery nowe otwory nawiercające kompleks składowania, względnie jego nadkład, wykonane do celów zatłaczania i monitoringu CO₂ (Lüth i in., 2017; Streibel i in., 2014; Wipki i in., 2016). Sejsmikę 3D uzupełniono o pomiary sejsmiczne w otworach (VSP), ze źródłem wzdłuż profili na powierzchni (MSP) oraz międzyotworową tomografię sejsmiczną. Prowadzono też w otworach monitoring tomografii elektrooporowej (ERT), obok pomiarów temperatury i ciśnienia oraz badań szczelności otworów, a także monitoring gazów rozpuszczonych w solance, w tym występowania dodawanych do strumienia CO₂ markerów (Giese i in., 2009; Streibel i in., 2014; Wipki i in., 2016). Ponadto prowadzono powierzchniowy monitoring geochemiczny powietrza glebowego na obszarze 2 km² wokół otworu zatłaczającego, w tym także po zakończeniu zatłaczania i zlikwidowaniu otworów – zatłaczającego i monitoringowych oraz monitoring interferometrii satelitarnej ruchów pionowych gruntu (Wipki i in., 2016).

Faza funkcjonowania składowiska (zatłaczania) zakończyła się w sierpniu 2013 roku, do końca 2016 roku (czyli przez blisko 3,5 roku) trwała faza zamykania składowiska po zakończeniu zatłaczania (w tym likwidacji otworów – zatłaczającego i monitoringowych – zgodnie z obowiązującym rozporządzeniem urzędu górniczego - Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal Zellerfeld, 1998), do której należy jeszcze doliczyć trwający przez kolejny rok (do końca 2017 roku) proces przejmowania odpowiedzialności za składowisko przez właściwy organ (Schmidt-Hattenberger, 2019). Zgodnie z informacją z ostatniego przeglądu wdrażania Dyrektywy 2009/31/WE właściwym organem na szczeblu federalnym w Niemczech jest Federalne Ministerstwo Gospodarki i Ochrony Klimatu, zaś w praktyce odpowiedzialne są za tę problematykę rządy krajów związkowych (Report by Germany, 2023) czyli w tym przypadku Brandenburgii. Nie znaleziono informacji na temat monitoringu zamkniętego składowiska CO₂ w Ketzin po przejęciu przez właściwy organ.

Projekt Hontomin (Hiszpania)

Instalacja do pilotażowego zatłaczania CO₂ do formacji solankowych i monitoringu zlokalizowana jest w miejscowości Hontomin, ok. 30 km od miasta Burgos (prowincja Burgos, region autonomiczny Castilla y León, Hiszpania). Przedsięwzięcie pilotażowego zatłaczania CO₂ było elementem (realizowanego od 2010 roku, już nieaktywnego) projektu demonstracyjnego Compostilla hiszpańskiej agencji rządowej CIUDEN. Zbiornikiem są tu utwory węglanowe (wapienie i dolomity o porowatości sięgającej 30%) dolnej jury występujące na głębokości 1,44-1,57 km, których uszczelnienie stanowią margle i czarne łupki dolnojurajskie o miąższości ponad 100 m (Ortiz i in., 2015).

Instalacja obejmuje 1 otwór iniekcyjny i 1 monitoringowy, o głębokości ok. 1,6 km, a także sieci monitoringu powierzchniowego (mikrosejsmicznego i hydrogeologicznego – w tym 3 otwory o głębokości sięgającej 400 m). Lokalizacja była rozpoznana archiwalnymi profilami sejsmicznymi (2D). W 2010 roku wykonano sejsmikę 3D na obszarze 36 km² oraz sejsmikę trójkomponentową (3D) na 2 profilach w obrębie obszaru (Alcalde i in., 2013). W 2013 roku wykonano testy produkcyjne w otworze zatłaczającym, w tym zatłaczania solanki. Lokalizację rozpoznano też profilami sejsmicznymi (2D). Zatłaczanie niewielkiej ilości CO₂ rozpoczęto w 2015 roku i do 2018 zatłoczono ok. 3400 ton (Wójcicki

i in., 2022). W projekcie H2020 ENOS przewidziano w latach 2018-2020 zatłaczanie w sumie ok. 10 tys. ton CO₂, lecz nie doszło to do skutku i dalsze losy projektu i prowadzonego na nim monitoringu nie są znane.

Aktualnie właściwym organem w Hiszpanii w zakresie koncesjonowania, nadzoru i kontroli w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk jest Ministerstwo Transformacji Ekologicznej i Wyzwań Demograficznych (a wcześniej było to podzielone pomiędzy Ministerstwo of Rolnictwa, Żywności i Środowiska oraz Ministerstwo Energii, Turystyki i Agendy Cyfrowej; Report by Spain, 2023)

Projekty Sleipner i Snøhvit (Norwegia)

Projekt Sleipner obejmuje zatłaczanie dwutlenku węgla otrzymywanego z zakładu oczyszczania gazu ziemnego na platformie Sleipner (wydobywanego na sąsiedniej platformie ze złoża Sleipner West), zlokalizowanej w sektorze norweskim Morza Północnego. Zatłaczanie prowadzi się od 1996 roku (w ilości ok. 1 mln ton CO₂/rok) do piaskowców neogeńskiej formacji solankowej Utsira Sand o bardzo dobrych własnościach zbiornikowych i miąższości ok. 250 m (Chadwick i in., 2008). Otwór zatłaczający (krzywiony) zlokalizowany jest ponad złożem gazu Sleipner East, na głębokości 1012 m p.p.m., w obrebie niewielkiego podniesienia na skłonie brachyantykliny (minimalna głębokość występowania formacji Utsira w obrębie tej struktury wynosi ok. 800 m p.p.m.). Uszczelnieniem jest miąższy kompleks nieprzepuszczalnych mułowców.

Struktura Sleipner została rozpoznana archiwalną sejsmiką 2D, zaś formacja Utsira jest rozpoznana w tym rejonie wieloma otworami poszukiwawczymi za gazem. W 1994 wykonano sejsmikę 3D na jej obszarze i w sąsiedztwie (770 km²), celem opracowania szczegółowego modelu struktury, co posłużyło też jako poziom odniesienia do monitoringu zatłaczania dwutlenku węgla. Po rozpoczęciu zatłaczania sejsmika 3D była powtarzana celem śledzenia „chmury” CO₂ w obrębie zbiornika/kompleksu składowania, najpierw co 1-2 lata, a w ostatniej dekadzie co 3-4 lata (Eiken i in., 2011; Furre i in., 2024). Stąd monitoring sejsmiczny 4D pokazuje, że CO₂ pozostaje w obrębie struktury w formacji Utsira Sand i pozwala szczegółowo określić, gdzie znajduje się zatłoczony CO₂. Dodatkowo, dla uzupełnienia informacji dostarczonych z danych sejsmicznych, w 2002 roku wykonano pomiary grawimetryczne na dnie morza w obszarze zatłaczania i na profilu przechodzącym przez ten obszar, powtórzone w 2005 i 2009 roku (Alnes i in., 2011), co w powiązaniu z danymi na temat rozkładu temperatury w sąsiednich otworach pozwoliło na określenie gęstości zatłoczonego dwutlenku węgla. Testowano też w roku 2008 pomiary elektromagnetyczne z wykorzystaniem kontrolowanego źródła (CSEM) lecz nie udało się uzyskać wyraźnie mierzalnego sygnału od „chmury” CO₂, prawdopodobnie z powodu zakłóceń od pobliskiego rurociągu (Eiken i in., 2011). Prowadzono także pomiary sonarowe dna morskiego, które też filmowano ze zdalnie kierowanego pojazdu podwodnego. Model struktury uszczegółowiano ponadto wysokorozdzielczą sejsmiką 2D (Furre i in., 2024). Na głowicy otworu zatłaczającego monitorowano ciśnienie i wielkość przepływu.

W projekcie Snøhvit (Equinor Snøhvit) źródłem dwutlenku węgla jest również instalacja do oczyszczania gazu ziemnego. Składowanie odbywa się od 2008 roku (w ilości ok. 0,7 mln ton CO₂/rok) piaskowcach formacji solankowej w rejonie eksploatacji złoża gazu Snøhvit na Morzu Barentsa w sektorze norweskim. Zatłaczanie prowadzi się do piaskowców dolnej jury o dość dobrych własnościach zbiornikowych na głębokości ok. 2600 m p.p.m. (formacja Tubåen o miąższości całkowitej ok. 110 m),

dla której podstawowym uszczelnieniem są mułowce formacji Nordmela (Eiken i in., 2011; Hansen i in., 2013).

Analogicznie jak w projekcie Sleipner, wykonano ponad rozpatrywaną strukturą bazowe pomiary sejsmiki 3D, które były powtarzane najpierw 1-2 razy do roku, później nieco rzadziej (monitoring sejsmiczny 4D celem śledzenia „chmury” CO₂ w obrębie zbiornika/kompleksu składowania; Hansen i in., 2013), wykonywano też uzupełniające pomiary grawimetryczne na dnie morza (Eiken i in., 2011). Na głowicy otworu zatłaczającego monitorowano ciśnienie, wielkość przepływu i temperaturę zatłaczanego dwutlenku węgla, ponadto w otworze wykonuje się pomiary ciśnienia i temperatury w obrębie kompleksu składowania.

Aktualnie w Norwegii organem właściwym do wydawania zezwoleń na składowanie CO₂ jest Norweska Agencja Ochrony Środowiska (NEA) podlegająca Ministerstwu Klimatu i Środowiska (Report by Norawy, 2024). Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii (od 2024 roku Ministerstwo Energii) odpowiada za wdrażanie CCS w przypadku, gdy jest to związane z działalnością naftową. Ponieważ realizacja projektów Sleipner i Snøhvit była niewątpliwie związana z działalnością naftową (oczyszczaniem na miejscu wydobywanego gazu ziemnego), stosowne pozwolenia i nadzór pozostawały przed wdrożeniem dyrektywy CCS również w gestii ministerstwa właściwego dla problematyki wydobycia węglowodorów. Oryginalnym powodem realizacji tych projektów (zwłaszcza Sleipnir) był problem opłat za dwutlenek węgla wypuszczany do atmosfery z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego (Gavenas i in., 2015).

Projekt In Salah (Algieria)

Projekt In Salah obejmował zatłaczanie w latach 2004-2011 w sumie ok. 3,8 mln ton CO₂ do formacji solankowej o miąższości 20 m (piaskowce karbonu) na głębokości około 1 900 m, poniżej eksploatowanego złoża gazu Krechba (położonego na lądzie, w południowej Algierii, na obszarze Sahary) występującego w obrębie tej samej formacji zbiornikowej (Eiken i in., 2011; Mathieson i in., 2011; Ringrose i in., 2013). Zatłaczany dwutlenek węgla pochodził z oczyszczania gazu ziemnego eksploatowanego na złożu Krechba i złożach sąsiednich. Oczekiwano, że CO₂ może po pewnym czasie migrować do górnej części formacji zbiornikowej - szcerpanego poziomu gazonośnego. Formacja zbiornikowa jest szczelnie izolowana przez około 950 m mieszanej sekwencji mułowców karbońskich, nad którymi niezgodnie zalega około 900 m mieszanej sekwencji piaskowców i w mniejszym stopniu mułowców kredy. Ta ostatnia sekwencja zawiera regionalny zbiornik wody pitnej (wykorzystywany przez personel firmy naftowej eksploatującej złoża węglowodorów w tym rejonie), stąd rozpoczęciem zatłaczania przygotowano rejestr ryzyka jako część oceny stanu początkowego i dla opracowania programu monitoringu. W trakcie funkcjonowania składowiska stwierdzono nieszczelność 2 otworów zatłaczających i lokalne zanieczyszczenie gazu ziemnego dwutlenkiem węgla.

W projekcie prowadzono monitoring procesu składowania CO₂ z użyciem różnorodnych technik geochemicznych, geofizycznych i produkcyjnych, w tym monitoring otworowy (3 poziome otwory zatłaczające i 1 monitoringowy), monitoring sejsmiczny (obejmujący sejsmikę 3D/4D) i mikrosejsmiczny (w 1 otworze), analizy rdzenia, powierzchniowy monitoring gazu (powietrza glebowego i atmosferycznego), monitoring warstw wodonośnych (5 otworów o głębokości ok. 350 m) i monitoring satelitarny InSAR (Interferometric Synthetic Aperture). Przed rozpoczęciem zatłaczania, dla określenia poziomu odniesienia, wykonano sejsmikę 3D (w 1997 roku; na jej podstawie

prowadzono sejsmikę 4D od 2009 roku) oraz badania pozostałymi metodami, poza InSAR (Mathieson i in., 2011; Ringrose i in., 2013).

Poprzez połączenie danych satelitarnych z modelami mechanicznymi skał, InSAR był wykorzystywany do monitorowania geomechanicznej odpowiedzi związanej z podpowierzchniowymi zmianami ciśnienia spowodowanymi zatłaczaniem CO₂, co pozwalało na kontrolę i zarządzanie ciśnieniem zatłaczania. Integracja danych sejsmicznych z InSAR, mikrosejsmiką i zestawem danych powierzchniowych oraz modelami pozwoliła uszczegółowić modele odpowiedzi mechanicznej skał na zatłaczanie CO₂. Dane z pomiarów mikrosejsmicznych: jeden mikrosejsmiczny otwór pilotażowy, odwiercony do głębokości 500 m bezpośrednio nad trajektorią otworu zatłaczającego został wykorzystany do wdrożenia zestawu 3 składnikowych geofonów. Znaczniki były dodane do każdego strumienia zatłaczanego CO₂ więc CO₂ wykryte w otworach obserwacyjnych lub produkcyjnych mogło być powiązane z jego źródłem (i odróżnione od naturalnych źródeł CO₂). Techniki monitoringu były dedykowane takim obszarom jak migracja „chmury”, integralność otworu, integralność nadkładu, zmiany ciśnienia w czasie.

Projekt był realizowany w ramach eksploatacji złoża gazu Krechba, czyli właściwym organem (koncesyjnym) było w tym przypadku Ministerstwo Energii i Górnictwa Algierii. Zatłaczanie wstrzymano w czerwcu 2011 roku z uwagi na obawy, co do szczelności nadkładu i możliwe zagrożenia dla wód użytkowych (Ringrose i in., 2013) i nie jest znany zakres monitoringu od tego momentu.

Projekty Decatur, Illinois i Cranfield (Stany Zjednoczone)

W ramach dużego projektu pilotażowego Decatur, a właściwie Illinois Basin Decatur Project, który w zasadzie był projektem przedkomercyjnym w niedużej skali, w ciągu 3 lat (2011-2014) zatłoczono ok. 1 mln ton CO₂ (pochodzącego z pobliskich zakładów chemicznych produkcji etanolu z kukurydzy w Decatur) do górnokambryjskich piaskowców formacji Mount Simon Sandstone występujących na głębokości ok. 2100 m (Wójcicki i in., 2022; Finley i in., 2013).

Rozpoznanie kompleksu składowania rozpoczęto w tym rejonie od, opartych na materiałach archiwalnych, regionalnych badań Basenu Illinois w latach 2003-2005, następnie w roku 2007 wykonano sejsmikę 2D dla rozpoznania tektoniki w obrębie kompleksu (dwa profile). W roku 2009 wykonano otwór badawczy (docelowo zatłaczający), z bogatym zestawem badań geofizyki wiertniczej i pobraniem rdzeni z przedziału głębokości kompleksu składowania do analiz i testów (Finley i in., 2013). Sejsmikę 3D wykonano w 2010 roku i uzupełniono następnie o pomiary sejsmiczne w otworach (VSP), których wykonano w sumie sześć (dwa zatłaczające, w tym jeden wymieniony wyżej i cztery monitoringowe).

Realizowano też szeroki zakres monitoringu otworowego i środowiskowego. Przed, w trakcie i po zakończeniu zatłaczania prowadzono monitoring sejsmiki pasywnej, powtarzalnej sejsmiki 3D VSP, otworowy kompleksu składowania (w tym profilowanie neutronowe pulsacyjne PNT), środowiskowy (powietrza glebowego i atmosferycznego – z wykorzystaniem spektrometrii laserowej, płytko występujących wód podziemnych), elektrooporowy oraz pobór prób płynów złożowych (z formacji zbiornikowej Mount Simon Sandstone, podstawowego uszczelnienia Eau Claire i jego nadkładu) i pomiary ciśnienia złożowego w głębokich otworach (Finley i in., 2013; Greenberg, 2015; NETL, 2017).

Instalacja podziemna obejmowała 2 otwory zatłaczające i 4 monitoringowe. Po zakończeniu zatłaczania MGSC (Midwest Geological Sequestration Consortium) prowadziło monitoring do 2020 roku. Zakres i metodyka rozpoznania i monitoringu składowiska są w znacznym stopniu podobne do tych w projekcie Ketzin w Niemczech (Streibel i in., 2014), jako różnicę można podać brak tomografii między-otworowej, elektroporowej i sejsmicznej, stosowanych w projekcie CO₂SINK w Ketzin.

Projekt Illinois (Illinois Industrial Carbon Capture and Storage) bazuje na doświadczeniach projektu Decatur i jest do pewnego stopnia jego kontynuacją, gdyż obejmuje składowanie dwutlenku węgla (pochodzącego również z zakładów chemicznych produkcji etanolu z kukurydzy) w tym samym kolektorze, w pobliskiej lokalizacji (zasadniczo rozpoznanej wcześniejszymi badaniami). Projekt Illinois jest realizowany od 2017 do chwili obecnej na skalę ok. trzykrotnie większą (tzn. ok. 1 mln ton rocznie) niż projekt Decatur i zastosowano w nim analogiczne techniki monitoringu wraz z oceną ewentualnych zagrożeń dla wód użytkowych w związku z zatłaczaniem dwutlenku węgla (Wójcicki i in., 2022; McDonald, 2017).

Wykonano modelowania rozprzestrzeniania się „chmury” CO₂. Opracowano na jego podstawie plan monitoringu i weryfikacji przewidujący działania blisko powierzchni ziemi i głęboko pod powierzchnią. Działania blisko powierzchni obejmują pomiary zawartości CO₂ w glebie i pobór próbek płytkich wód gruntowych do analiz geochemicznych. Działania monitoringowe głęboko pod powierzchnią to: a) powyżej uszczelnienia: pomiary geofizyczne (powtarzalna seismika 3D VSP), seismika pasywna, monitoring ciśnienia, b) w strefie zatłaczania: badania geofizyczne, badania geochemiczne na próbkach, monitoring ciśnienia i temperatury. W ww. zakresie zrealizowano monitoring stanu początkowego i prowadzi się monitoring w trakcie zatłaczania. Ryzyka związane z takim projektem w dużej skali obejmują potencjalne zagrożenia dla wód użytkowych występujących w nadkładzie, w szczególności na północ od miejsca składowania, gdzie występuje jedynie podstawowe uszczelnienie, zaś brak jest uszczelnień dodatkowych.

Projekt Cranfield stanowi nietypowy przypadek, gdyż był to projekt badawczy w dużej skali wykorzystujący dwutlenek węgla z naturalnej akumulacji („złożę” CO₂ Jackson Dome; strumień zawiera około 99% CO₂, reszta to głównie CH₄ oraz niewielkie ilości N₂ i H₂S; Wójcicki i in., 2022), prowadzony w latach 2008-2015. Projekt obejmował monitoring wielkoskalowego zatłaczania CO₂ do formacji solankowej (w obrębie górnokredowych piaskowców Lower Tuscaloosa na głębokości ok. 3000 m, o miąższości 15-25 m) podścielającej występujące w tych samych piaskowcach złożę ropy naftowej na lądzie Cranfield (operator Denbury Resources), zlokalizowane w szczytowej części struktury brachyantyklinalnej.

Eksploatację złoża Cranfield rozpoczęto w 1944 roku, zaś w 1959 roku sčerpanie czapy gazowej spowodowało drastyczny spadek ciśnienia złożowego i produkcji węglowodorów, czemu próbowano zaradzić (niezbyt skutecznie) przez wtłaczanie wód złożowych, a w roku 1966 zaprzestano eksploatacji złoża (Györe i in., 2015). Zatłaczanie CO₂ do znajdującego się pod strefą ropną poziomu solankowego o ciśnieniu złożowym zbliżonym do hydrostatycznego było analogiem zatłaczania do struktury solankowej, co dało szybką odbudowę ciśnienia w strefie złożowej i pozwoliło na dalszą eksploatację złoża ropy naftowej.

Od lipca 2008 roku do stycznia 2015 roku zatłoczono i następnie monitorowano 4,74 mln ton CO₂ netto (faktycznie zatłoczono o ok. 50% więcej, z tego część wydobyto z ropą, oddzielono i ponownie zatłoczono, a pewna ilość uciekła przy tym do atmosfery) składowanego w ramach III fazy programu

badawczo-wdrożeniowego SECARB (partnerstwo jednostek badawczych, firm i władz stanowych z SE części Stanów Zjednoczonych). Prowadzono kompleksowy monitoring w trakcie zatłaczania (ale nie zawsze stanu początkowego), w tym geochemiczny płytko występujących wód podziemnych (pobór prób w płytkich otworach o głębokości 100-130 m, substancje znacznikowe), ciągły otworowy (profilowanie neutronowe pulsacyjne PNT w otworze zatłaczającym, pomiary ciśnienia złożowego w obrębie i ponad kompleksem składowania w odległym otworze obserwacyjnym oraz pomiary grawimetrem otworowym w dwóch otworach obserwacyjnych) i międzyotworową tomografię sejsmiczną (pomiędzy trzema otworami) oraz tomografię elektrooporową międzyotworową. Testowano różne warianty powierzchniowej sejsmiki i VSP – sejsmikę 3D bazową i powtórzoną po 2 latach, sejsmikę powtarzalną 4D i CASSM (aktywnego źródła) oraz powtarzalną VSP (NETL, 2017). Prowadzono też analizy izotopowe gazu w otworach zatłaczających i produkcyjnych (lata 2009 i 2012; Györe i in., 2015) oraz monitoring mikrosejsmiczny w sześciu lokalizacjach ponad strefą zatłaczania (Takagishi et al., 2014), przy czym nie zarejestrowano sygnałów, które można by wiązać z zatłaczaniem (prawdopodobnie dzięki dobrym i w miarę jednorodnym parametrom zbiornikowym nie wystąpiły w górotworze znaczące naprężenia).

Właściwym organem w Stanach Zjednoczonych z zakresie koncesjonowania, nadzoru i kontroli w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu jest US EPA czyli federalna Agencja Ochrony Środowiska, która może delegować swoje uprawnienia w tym zakresie na rzecz właściwych organów w poszczególnych stanach (NETL, 2017, Stanley, 2016), w oparciu o legislację dotyczącą otworów klasy VI (Strona US EPA – otwory klasy VI; US EPA, 2013). Przed wejściem w życie tej legislacji stosowano w przypadku zatłaczania dwutlenku węgla przepisy dotyczące odpowiednio eksploatacji złóż węglowodorów lub składowania odpadów. Do chwili obecnej US EPA wydelegowała takie uprawnienia dla następujących stanów: North Dakota, Wyoming i Louisiana.

Projekty Quest, Boundary Dam: Aquistore i Weyburn (Kanada)

W projekcie Quest (Shell Quest, prowincja Alberta) zatłacza się od 2015 roku ok. 1-1,3 mln ton CO₂/rok (pochodzącego z instalacji do przetwarzania piasków bitumicznych w Fort Saskatchewan, Alberta) do kambryjskiego piaskowca formacji Basal Cambrian Sands (struktura Radway), na głębokości około 2000 m (formacja solankowa na lądzie). Ta formacja piaskowcowa jest izolowana warstwą łupków środkowokambryjskich i dwiema warstwami soli dolnodewońskich. Spąg formacji zalega na granitowym podłożu prekambryjskim a uszczelnienia ponad nią obejmują warstwy łupków i soli (Wójcicki i in., 2022; Rock i in., 2017).

Rozpoznanie kompleksu składowania rozpoczęto w 2008 roku od analizy i reinterpretacji archiwalnych danych geologiczno-geofizycznych, które następnie uzupełniono wynikami badań z dwóch nowych otworów badawczych (geofizyki wiertniczej, analiz i testów na próbach rdzeni). W 2010 roku wykonano wysokorozdzielcze zdjęcie aeromagnetyczne (ponieważ kompleks składowania zalega bezpośrednio na podłożu prekambryjskim, odzwierciedlając jego rzeźbę) i w tym samym roku wykonano też sejsmikę 3D i kolejny otwór, w którym wykonano testy zatłaczania wody (Spence, 2010). Przed rozpoczęciem zatłaczania (które miało miejsce w sierpniu 2015 roku) wykonano w otworach monitoring stanu początkowego VSP (w tym ze źródłem wzdłuż profili na powierzchni, powtórzony po roku), którego wyniki zostały zintegrowane z wynikami sejsmiki 3D (Rock i in., 2017), a także opracowano model hydrogeochemiczny użytkowych poziomów wodonośnych w oparciu o wszelkie dostępne dane hydrogeologiczne z płytkich otworów w rejonie badań (Brydie i in., 2014). Ponadto prowadzono

monitoring mikrosejsmiczny w jednym otworze (przed, w trakcie i po zakończeniu kolejnych faz zatłaczania CO₂), profilowanie neutronowe pulsacyjne w dwóch (z trzech) otworach zatłaczających, monitoring szczelności otworów i ciśnienia w obrębie zbiornika, monitoring środowiskowy w sąsiedztwie otworów zatłaczających – geochemiczny powietrza atmosferycznego i powietrza glebowego (wraz z substancjami znacznikowymi), a także geochemiczny i izotopowy wód użytkowych w istniejących i odwierconych w ramach projektu płytkich otworach (o głębokości do 200 m). Prowadzono też ciągły monitoring ciśnienia w 3 otworach obserwacyjnych, w poziomach wodonośnych bezpośrednio ponad kompleksem składowania. Plan monitoringu obejmował ocenę wpływu funkcjonowania składowiska na jakość wód użytkowych, gleby i eksploatowane w pobliżu złoża węglowodorów, a także określenie wielkości możliwych emisji CO₂ do atmosfery (Shell, 2023). Analizowano przy tym szczelność otworów zatłaczających, monitoringowych i innych, wcześniej odwierconych i zlikwidowanych (w tym jakość cementów oraz możliwe działania naprawcze), możliwe drogi migracji dwutlenku węgla i innych płynów złożowych w górotworze poza kompleks składowania, wpływ sejsmiczności indukowanej związanej z zatłaczaniem na integralność kompleksu składowania oraz infrastrukturę powierzchniową (oraz działania naprawcze możliwe w tych przypadkach).

Właściwym organem w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu w prowincji Alberta jest AER (Alberta Energy Regulator), przy czym koncesję przyznaje rząd prowincji Alberta (Minister Energii; Alberta Government, 2013; MLT Aikins LLP, 2023).

Projekt Boundary Dam (SaskPower Boundary Dam) w prowincji Saskatchewan, funkcjonujący od 2014 roku, obejmuje wychwyt dwutlenku węgla (ok. 1 mln ton CO₂/rok) z elektrowni opalanej węglem Boundary Dam w pobliżu Estevan w prowincji Saskatchewan oraz dwie opcje składowania wraz z transportem rurociągami: Aquistore (formacje solankowe, niedaleko elektrowni) i Weyburn (złoża ropy naftowej; CO₂-EOR). Złoża Weyburn jest jednocześnie wykorzystywane od 2000 roku jako jedno z miejsc składowania (CO₂-EOR) projektu Great Plains Synfuel Plant (North Dakota) Weyburn-Midale (Saskatchewan) gdzie źródłem CO₂ jest instalacja gazyfikacji węgla zlokalizowana w sąsiednim stanie USA (Wójcicki i in., 2022). Stąd poniżej, dla uproszczenia i z uwagi na zakres niniejszego raportu, rozpatruje się je jako osobne projekty w zakresie zatłaczania/składowania CO₂ i monitoringu.

W projekcie Aquistore (PTRC, 2015) dwutlenek węgla jest składowany w kolektorze kambryjsko-ordowickim, w piaskowcach formacji Deadwood i Winnipeg, w Basenie Williston, na głębokości ok. 3400 m. Basen Williston to basen osadowy składający się z naprzemiennych skał porowatych, takich jak wapień i piaskowce, oraz nieporowatych, takich jak łupki, anhydryty i sole. Formacje Deadwood i Winnipeg, o dobrych własnościach zbiornikowych i miąższości piaskowców ok. 150 m, są najgłębszymi poziomami osadowymi w Basenie Williston. Są one położone powyżej skał granitowych i metamorficznych.

Prace rozpoczęto od analiz dostępnych materiałów archiwalnych (stosunkowo bogatych, gdyż jest to obszar poszukiwań naftowych), reinterpretacji archiwalnej sejsmiki 2D i analiz laboratoryjnych na próbkach rdzeni oraz opracowania wstępnego modelu geologiczno-geofizycznego kompleksu składowania z otoczeniem (40 x 40 km) i modelu regionalnego (123 x 73 km), co pozwoliło wykonać wstępne symulacje procesu zatłaczania CO₂. Umożliwiło to następnie zaprojektowanie zdjęcia sejsmicznego 3D na obszarze ok. 30 km², obejmującym planowaną lokalizację otworu zatłaczającego, które zostało wykonane w 2012 roku (Rostron i in., 2014). Pozostawiono po tym geofony na głębokości

20 m w sieci 2,5 x 2,5 km, tworząc infrastrukturę do przyszłego stałego monitoringu sejsmicznego (4D), a także mikrosejsmicznego (sejsmiki pasywnej).

Na podstawie wyników interpretacji 3D zlokalizowano i odwiercono w tym samym roku otwór (docelowo zatłaczający) o głębokości ok. 3400 m, gdzie wykonano bogaty zestaw badań geofizyki wiertniczej (w tym profilowanie neutronowe pulsacyjne, temperatury, akustyczne, etc.), pomiary ciśnienia złożowego, testy złożowe i opróbowania horyzontów złożowych (analizy geochemiczne i izotopowe prób płynów złożowych), a także pobrano rdzenie z kolektora i uszczelnienia. Odwiercono też drugi otwór, monitoringowy, o podobnej głębokości (i w odległości ok. 150 m od pierwszego), gdzie wykonano podobny zestaw badań geofizyki wiertniczej. Sejsmikę 3D uzupełniono następnie o międzyotworową tomografię sejsmiczną kompleksu składowania (rozdzielczość rzędu paru metrów) i pomiary sejsmiczne w otworach (VSP), a także profil sejsmiki DAS (odbiornikami są kable z włókna szklanego). Prowadzono powierzchniowy monitoring geochemiczny powietrza glebowego (w 46 punktach) i atmosferycznego (w tym także badania stabilnych izotopów) w sąsiedztwie otworu zatłaczającego, a także monitoring płytko występujących wód podziemnych w istniejących i odwierconych do tego celu płytkich otworach (do głębokości ok. 42 m) – w sumie w 40 otworach, co posłużyło m.in. do skonstruowania bazowego modelu hydrogeochemicznego miejsca składowania. W tych lokalizacjach wykonywano też pomiary pochylomierzem, GPS, InSAR, elektromagnetyczne i grawimetryczne (Rostron i in., 2014; PTRC, 2015).

W prowincji Saskatchewan podziemne składowanie dwutlenku węgla i monitoring podlega tym samym regulacjom, co eksploatacja węglowodorów, stąd właściwym organem (koncesyjnym) jest w tym przypadku właściwy minister (MLT Aikins LLP, 2023), aktualnie Minister Rolnictwa, Zasobów Naturalnych i Przemysłu (strona Saskatchewan Ministry).

Złoże ropy naftowej Weyburn, zlokalizowane w SE części prowincji Saskatchewan, niedaleko granicy z USA, którego eksploatację rozpoczęto w połowie lat 1950-tych, jest wykorzystywane do składowania dwutlenku węgla połączonego z produkcją ropy (CO_2 -EOR) od 2000 roku (w ilości ok. 1,3-2,5 mln ton CO_2 /rok, zależnie od okresu). Skałą zbiornikową są utwory węglanowe dolnego karbonu o stosunkowo dobrych własnościach zbiornikowych (dolomity formacji Midale Marly o miąższości ok. 6 m i wapienie Midale Vuggy o miąższości ok. 15 m), występujące na głębokości około 1500 m. Podstawowe uszczelnienie stanowi występujący bezpośrednio powyżej formacji Midale Marly kompleks Midale Evaporite zbudowany z anhydrytu. Cały kompleks karboński nachylony jest w kierunku na SW i jest ścięty przez podmezozoiczną powierzchnię nieciągłości. Ponad nią występuje względnie nieprzepuszczalne triasowe ogniwo Lower Watrous, stanowiące dodatkowe, regionalne uszczelnienie (Njiekak i in., 2013). W styczniu 2011 r. prasa donosiła o wycieku CO_2 na powierzchni w rejonie złoża Weyburn (Wójcicki i in., 2022), lecz analizy izotopowe wykazały, że jego geneza nie była związana z zatłaczaniem dwutlenku węgla do złoża (tzn. inny był stosunek izotopów węgla i gazów szlachetnych).

Przed i w trakcie zatłaczania prowadzono szacowanie długoterminowego ryzyka geologicznego składowania, w oparciu o dostępne dane geologiczno-geofizyczne i hydrogeologiczne oraz modele kompleksu składowania. Analizy miały na celu ustalenie czy i ewentualnie, kiedy CO_2 zatłoczony do zbiornika mógłby wyciec do płytkich warstw wody słodkiej, gleby oraz do atmosfery, a jeśli tak, to czy wyciek powoduje ryzyko środowiskowe. Przeprowadzono dla okresu 5000 lat symulacje zachowania dwutlenku węgla w kompleksie składowania, analizując procesy zachodzące w złożu i jego nadkładzie w rezultacie składowania dwutlenku węgla. Wyniki wskazują z 95 % prawdopodobieństwem, że 98,7-

99,5% początkowego CO₂ pozostanie składowane w ośrodku geologicznym przez 5000 lat (Wilson i Monea, 2004).

W ramach pierwszej fazy (monitoring stanu początkowego i w pierwszym etapie zatłaczania, obejmującym 19 otworów iniekcyjnych), trwającej od 2000 do 2004 roku dokonano analizy dostępnych danych z otworów hydrogeologicznych i wykonano modelowania pod kątem oceny możliwości migracji płynów złożowych z formacji karbońskich do poziomów wód użytkowych, oddzielonych regionalnym uszczelnieniem triasowej formacji Watrous (Rostron i Whittaker, 2011). Prowadzono monitoring hydrogeologiczny w 60 płytkich otworach (z poborem prób do analiz geochemicznych, najpierw co kilka miesięcy, potem rzadziej) na obszarze gdzie zlokalizowano otwory zatłaczające. Jednocześnie wykonano zdjęcie sejsmiczne 3D (i 3C – odbiorniki trójkomponentowe) jako element monitoringu stanu początkowego, które jednocześnie posłużyło do potwierdzenia integralności regionalnego uszczelnienia (formacji Watrous) i zalegającego bezpośrednio ponad poziomem zbiornikowym podstawowego uszczelnienia Midale Evaporite wraz z nadkładem Ratcliffe Beds. Pomiary te były w następnej fazie (i kolejnych) powtarzane w oparciu o stałą sieć monitoringu sejsmicznego (sejsmika 4D). Rozpoczęto też monitoring mikrosejsmiczny (sejsmiki pasywnej) w otworze obserwacyjnym. Prowadzono też przed i w trakcie zatłaczania CO₂ monitoring geochemiczny i izotopowy płynów złożowych w (50-60) otworach produkcyjnych na złożu. Monitoring środowiskowy obejmował analizy powietrza glebowego (pobór prób, analizy geochemiczne, izotopowe, substancje znacznikowe) i płytko występujących wód podziemnych w otworach. Prowadzono ponadto badania szczelności otworów, w oparciu o pomiary geofizyki wiertniczej w otworze zarurowanym, testy ciśnienia, pobieranie próbek cementu i testy minifrac (Preston i in., 2009; Wilson i Monea, 2004).

Jak to wcześniej wspomniano w przypadku projektu Aquistore, w prowincji Saskatchewan podziemne składowanie dwutlenku węgla i monitoring podlegało i podlega tym samym regulacjom, co eksploatacja węglowodorów, stąd właściwym organem (koncesyjnym) jest (i był) w tym przypadku właściwy minister rządu prowincji, który udzielił koncesji na wydobycie ropy naftowej ze złoża (eksploatację złoża Weyburn rozpoczęto w połowie lat 1950-tych, a od lat 1970-tych stosowano różne techniki wspomagania wydobycia; Wilson i Monea, 2004).

Projekt Gorgon (Australia)

Projekt Gorgon (Chevron Gorgon) obejmuje składowanie CO₂ od 2019 roku, w ilości do ok. 4 mln ton CO₂/rok, na obszarze wyspy Barrow (stan Australia Zachodnia), gdzie też mieści się instalacja oczyszczania gazu ziemnego będąca źródłem CO₂. Składowanie prowadzi się tam w miąższościach górnojurajskich piaskowców turbidytowych formacji solankowej Dupuy, występujących na głębokości ok. 2000-2500 m. Formacja zbiornikowa Dupuy zbudowana jest z piaskowców i mułowców o miąższości od 200 do 500 m i jest regionalnie rozległą formacją klastyczną podzieloną na cztery główne poziomy: Basal Dupuy, Lower Dupuy, Upper Massive Sand i Upper Dupuy. CO₂ jest zatłaczane do kompleksów Lower Dupuy i Upper Massive Sand. Uszczelnienie zbiornika stanowią łupki morskie należące do jednostki Basal Barrow Group Shale (Wójcicki i in., 2022; strona Projektu Gorgon). Projekt Gorgon znajdował się w fazie uruchomienia w okresie około 3 lat (2015/2016-2018/2019), co obejmowało m.in. oddanie do użytku systemu zatłaczania CO₂ oraz wszechstronne przetestowanie wszystkich komponentów pełnego łańcucha CCS.

Przed rozpoczęciem projektu przeprowadzono analizę bogatych archiwalnych materiałów geologiczno-geofizycznych z poszukiwań naftowych w tym rejonie (jest to obszar, gdzie występują

złoża węglowodorów) i uzupełniono ją o dane z otworu badawczego odwierconego w 2006 roku, gdzie przeanalizowano pod kątem parametrów złożowych wyniki badań otrzymane z geofizyki wiertniczej i wyniki analiz laboratoryjnych i testów w warunkach złożowych na próbkach rdzeni pobranych z kompleksu składowania i jego bezpośredniego nadkładu (Flett i in., 2009; Trupp i in., 2013). Na podstawie tych danych opracowano wstępne modele statyczne i dynamiczne oraz zaprojektowano infrastrukturę składowiska. W 2009 roku wykonano zdjęcie sejsmiczne 3D na obszarze blisko 100 km², którego wyniki wykorzystano na potrzeby rozpoznania kompleksu składowania, monitoringu stanu początkowego, do uszczegółowienia i weryfikacji modeli statycznych i dynamicznych oraz do finalnej lokalizacji otworów zatłaczających i monitoringowych (Trupp i in., 2013). Aktualnie infrastruktura składowiska obejmuje (Barranco, 2021) 9 otworów zatłaczających i 9 monitoringowych/zarządzania ciśnieniem w kompleksie składowania (z tego 6 nawierca formację zbiornikową, a 3 kompleks uszczelniający). Zarządzanie ciśnieniem obejmuje zatłaczanie wody i obserwacje zmian ciśnienia. Program monitoringu przed i w trakcie zatłaczania obejmuje: monitoring ciśnienia i temperatury w otworach zatłaczających (oraz przepływu i ciśnienia na głowicy otworu), monitoring nasycenia przestrzeni porowych nadkrytycznym/ciekłym CO₂, powtarzalne VSP, ciśnienia w otworach obserwacyjnych ponad kompleksem składowania, mikrosejsmikę, sejsmikę (powtarzalną) 4D do śledzenia „chmury” zatłoczonego CO₂, monitoring satelitarny InSAR i monitoring środowiskowy (płytko występujących wód podziemnych i powietrza glebowego w sąsiedztwie otworów zatłaczających oraz szaty roślinnej na podstawie danych satelitarnych).

W przypadku projektu Gorgon, na etapie ubiegania się o niezbędne pozwolenia, właściwym organem był rząd stanu Australia Zachodnia, który wydał w 2009 specjalne pozwolenie dla tego projektu, na podstawie ustawy Barrow Island Act 2003 (Trupp i in., 2013) która dotyczyła całości inwestycji Chevron w rejonie wyspy Barrow, nie tylko składowania CO₂. W Australii na szczeblu federalnym organami właściwymi dla projektów CCS/CCUS obejmujących składowanie CO₂ w obszarach morskich, są przede wszystkim Krajowy Urząd ds. Bezpieczeństwa i Zarządzania Środowiskiem w zakresie Morskich Złóż Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego (NOPSEMA) oraz Krajowy Administrator Tytułów Własności Morskich Złóż Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego (NOPTA). NOPSEMA koncentruje się na bezpieczeństwie, zarządzaniu środowiskiem i integralności odwiertów (co obejmuje też monitoring składowisk). NOPTA nadzoruje tytuły własności i zezwolenia związane z morskimi projektami CCS, natomiast koncesje przyznaje RCM, czyli Odpowiedzialny Minister Związku Australijskiego (Stanley, 2016), którym jest aktualnie Minister ds. Zasobów i Północnej Australii (Australian Government, 2023). Regulacje dotyczące projektów CCS/CCUS, obejmujących składowanie i transport CO₂ w skali przemysłowej na obszarach lądowych pozostają w gestii poszczególnych stanów (w przypadku projektu Gorgon w stanie Australia Zachodnia były to omówione wyżej regulacje *ad hoc*, w niektórych innych stanach, np. w stanie Victoria, mają one bardziej kompleksowy charakter; Stanley, 2016).

ROK 2025

Przeanalizowano informacje z najnowszej publikacji IEA Greenhouse Gas R&D Programme "CO₂ Storage Site Catalogue" (IEAGHG, 2024a) na temat technik/metod i zasad monitoringu mających zastosowanie w przypadku 22 projektów CCS/CCUS na (a właściwie dedykowanych im miejsc składowania) obejmujących składowanie w skali przemysłowej, projektów pilotażowych i badawczych – z tego 10 aktualnie realizowanych projektów w skali przemysłowej, 11 zakończonych – niegdyś funkcjonujących (6 realizowanych w skali przemysłowej oraz 5 badawczych/pilotażowych) i 1 anulowanego, planowanego w skali przemysłowej (dla którego, jednakże był opracowany stosunkowo szczegółowy program monitoringu). Wszystkie te projekty były wcześniej zinwentaryzowane w bazie KAPS CO₂. Skupiono się przy tym na 17 projektach w skali przemysłowej (10 aktualnie funkcjonujących, 6 niegdyś funkcjonujących i 1 anulowanego), zaś dostępne informacje na temat dedykowanym im miejsc składowania – warunków geologicznych, oceny ryzyka składowania i monitoringu zostały zestawione w aktualnej bazie KAPS CO₂, w pliku „B - zagadnienia (bezpieczeństwa) składowania dla projektów CCS (2025).xls”. Z tego 9 z tych 17 projektów w skali przemysłowej zostało już szczegółowo scharakteryzowanych w roku 2024, a pozostałe 8 nie wносиły zbyt wiele informacji istotnych z punktu widzenia zastosowania technologii CCS/CCUS w warunkach polskich, stąd nie zostały one szczegółowo scharakteryzowane w ramach niniejszego sprawozdania.

W projekcie badawczym COREu, aktualnie realizowanym w ramach programu Horizon Europe, testowane są techniki monitoringu w przypadku składowania pod dnem morza, w tym we współpracy z projektem CCS Prinos CO₂ Storage (Grecja, składowanie w szcerpanych złożach węglowodorów pod dnem Morza Egejskiego). Jednakże do chwili obecnej nie zostały jeszcze upublicznione raporty projektu COREu w tym zakresie.

2.2 Legislacja, praktyczne doświadczenia oraz wytyczne i zalecenia w sprawie monitoringu składowisk CO₂ i właściwe organy nadzoru i kontroli

ROK 2024

Europa

Legislacja oraz wytyczne i zalecenia w sprawie monitoringu składowisk/kompleksu składowania CO₂ w krajach członkowskich Unii Europejskiej (w tym w Wielkiej Brytanii, będącej do roku 2020 członkiem UE), a także w krajach Europejskiego Obszaru Gospodarczego/Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (Norwegia, Islandia, Lichtenstein i Szwajcaria) są zasadniczo wynikiem wdrożenia w latach 2011-2014 do prawa krajowego odnośnych zapisów Dyrektywy unijnej 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, w formie ustaw i następnie (w tym i w późniejszym okresie) przepisów wykonawczych (Shogenova i in., 2014). Istotny jest przy tym fakt, że Dyrektywa, zgodnie z punktem (19) preambuły i Art. 4, pozostawia państwu członkowskiemu prawo do wskazania obszarów, w których można lokalizować składowiska, co obejmuje też możliwość zakazu składowania na części lub całości terytorium, co było i jest stosowane w przypadku szeregu państw członkowskich.

Ogólne ramy dla monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla określa w szczególności wymieniony poniżej Art. 13 Dyrektywy, zaś kolejne artykuły (14-18) dotyczą zagadnień powiązanych z monitoringiem, tzn. raportowania, kontroli, działań naprawczych, zamknięcia składowiska i związanych z tym obowiązków operatora, a także przekazania odpowiedzialności za składowisko właściwemu organowi.

Artykuł 13

Monitorowanie

1. Państwa członkowskie zapewniają, aby operatorzy monitorowali instalacje zatłaczające, kompleksy składowania (w tym chmurę CO₂, jeśli to możliwe) i – w stosownych przypadkach – otaczające środowisko w celu:

- a) porównania faktycznego i modelowanego zachowania w składowisku CO₂ i wody występującej w formacjach;*
- b) wykrycia znaczących nieprawidłowości;*
- c) wykrycia migracji CO₂;*
- d) wykrycia wycieku CO₂;*
- e) wykrycia znaczącego niekorzystnego wpływu na otaczające środowisko, w tym w szczególności na wodę pitną, na populację ludzką lub na użytkowników otaczającej biosfery;*
- f) oceny skuteczności wszelkich działań naprawczych podjętych zgodnie z art. 16;*
- g) aktualizacji oceny bezpieczeństwa i integralności kompleksu składowania w krótkiej i długiej perspektywie, w tym oceny, czy CO₂ będzie całkowicie i stale hermetycznie składowany.*

2. Podstawą monitorowania jest plan monitorowania opracowany przez operatora zgodnie z wymogami określonymi w załączniku II, w tym szczegółowymi danymi dotyczącymi monitorowania zgodnie z wytycznymi ustalonymi zgodnie z art. 14 i art. 23 ust. 2 dyrektywy 2003/87/WE, przedstawiony właściwemu organowi i zatwierdzony przez niego zgodnie z art. 7 pkt 6 i art. 9 pkt 5 niniejszej dyrektywy. Plan jest aktualizowany zgodnie z wymogami określonymi w załączniku II, a w każdym razie co pięć lat, aby uwzględnić zmiany oceny ryzyka wycieku, zmiany ocenionego uprzednio ryzyka powstania zagrożeń dla środowiska i zdrowia ludzkiego, nową wiedzę naukową oraz usprawnienia najlepszej dostępnej technologii. Zaktualizowane plany zostają powtórnie przedstawione do zatwierdzenia właściwemu organowi.

Bardziej szczegółowe wytyczne dla monitoringu składowisk, a właściwie planów i ramowego zakresu monitoringu, określa Załącznik II (Kryteria dla celów opracowania i aktualizacji planu monitorowania, o którym mowa w art. 13 ust. 2 i monitorowania po zamknięciu) do ww. Dyrektywy, którego zapisy były również wdrażane do prawa krajowego i przepisów wykonawczych poszczególnych krajów, podobnie jak zasadnicza treść Dyrektywy. Istotny jest przy tym wymóg monitorowania składowiska po jego zamknięciu i przekazaniu odpowiedzialności przez operatora właściwemu organowi przez okres co najmniej 30 lat, zaś środki na ten cel ma zapewnić operator (punkt (37) preambuły i Art. 20).

Po ogłoszeniu Dyrektywy Komisja Europejska (Dyrekcja Generalna ds. Działań w Dziedzinie Klimatu) przygotowała szereg dokumentów pomocniczych o charakterze zaleceń (strony [www](#) - Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide, Guidance Documents: [GD1](#), [GD2](#), [GD3](#), [GD4](#)), które miały wspomóc wdrożenie Dyrektywy w zakresie zagadnień szczegółowych dotyczących pełnego łańcucha CCS. Dokumenty te były w ciągu ostatnich dwóch lat przedmiotem aktualizacji i ich znowelizowane wersje, uwzględniające doświadczenia ostatnich kilkunastu lat w zakresie realizacji projektów CCS/CCUS zostały ukończone w lipcu 2024 roku. Z punktu widzenia niniejszego raportu najbardziej interesujący jest dokument [GD2](#), dotyczący szczegółowego rozpoznania geologicznego składowiska, składu transportowanego i zatłaczanego strumienia CO₂ oraz monitoringu i działań naprawczych. Dokument ten zawiera m.in. przegląd metod monitoringu oraz założeń dla przygotowania, akceptacji i wdrożenia planów monitoringu, a także wymogów dotyczących raportowania prowadzonego monitoringu. Omawia się tam w szczególności zalecany zakres i formę planów monitoringu na wszystkich etapach życia projektów CCS/CCUS: przed rozpoczęciem zatłaczania CO₂ (monitoring bazowy/stanu początkowego), w trakcie funkcjonowania składowiska, na etapie jego zamknięcia oraz po jego zamknięciu i przekazaniu odpowiedzialności przez operatora właściwemu organowi, a także ich realizację oraz zasady nadzoru i kontroli przez właściwy organ, gdy odpowiedzialność za składowisko pozostaje w gestii operatora.

W Polsce Dyrektywa CCS została wdrożona do prawa krajowego w listopadzie 2013 roku drogą nowelizacji ustawy Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2013 roku, poz. 1238), zaś w latach 2014-2016 zostały wydane bądź znowelizowane przepisy wykonawcze odnoszące się do zagadnień geologicznego składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk. Jedno z tych rozporządzeń (Dz.U. 2014 poz. 591) dotyczy szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla, w tym będące jego elementami plany monitoringu i działań naprawczych, a kolejne (Dz.U. 2015 poz. 1840) dotyczy m.in. prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla (i składu zatłaczanego strumienia) oraz związanych z tym sposobów nadzoru i kontroli na poszczególnych etapach życia składowiska dwutlenku węgla. Właściwym organem w tym zakresie jest minister właściwy do spraw

środowiska (w sprawach dotyczących prawa geologicznego i górniczego), aktualnie Minister Klimatu i Środowiska. W 2023 została ogłoszona nowelizacja ustawy Prawo geologiczne i górnicze (Dz.U. 2023 poz. 2029), której zamysłem była m.in. doprowadzenie do szerszego wdrożenia technologii CCS w Polsce w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla, w tym także połączonego z eksploatacją złóż węglowodorów. Jednakże nie były dotąd nowelizowane ww. przepisy wykonawcze do ustawy obejmujące zagadnienia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla.

Jeśli chodzi o inne kraje Europy, gdzie wdrożono opartą na zapisach Dyrektywy legislację dotyczącą podziemnego geologicznego składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk, to można podać dla przykładu regulacje oraz właściwe organy odpowiedzialne za ich wdrożenie oraz nadzór i kontrolę w przedmiotowym zakresie, w kilku wybranych krajach, w których realizowane są, na różnych etapach, projekty CCS (Duscha, 2022; Report by Denmark, France, Greece, Spain, The Netherlands).

- Dania. W Danii przepisy przyjęte w 2011 w związku wdrożeniem Dyrektywy zabraniały składowania dwutlenku węgla do 2020 r., z wyjątkiem wspomagania wydobycia ropy naftowej na morzu (CO₂-EOR). Jednakże po 2021 roku opracowano szereg regulacji umożliwiających eliminujących ten zakaz, w tym ustawę nr 2608 z dnia 28 grudnia 2021 r. o zmianie duńskiej ustawy o ochronie środowiska morskiego, ustawę nr 803 z dnia 7 czerwca 2022 r. o zmianie ustawy o wykorzystaniu zasobów podziemnych Danii oraz odnośne przepisy wykonawcze. Właściwym organem w Danii w zakresie podziemnego geologicznego składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk jest Duńska Agencja Energii (DEA), ale koncesje przyznaje Minister ds. Klimatu, Energii i Usług komunalnych (po zasięgnięciu opinii właściwej komisji parlamentarnej). Ponadto państwowa firma Nordsøfonden ma zagwarantowany stosownym rozporządzeniem Ministra status (20%) udziałowca reprezentującego państwo duńskie w ramach projektów obejmujących składowanie dwutlenku węgla.

- Francja. Dyrektywa CCS została wdrożona do prawa krajowego w 2011 r. (francuski dekret w sprawie geologicznego składowania CO₂ – dekret nr 2011-1411). Kolejnym istotnym aktem prawnym jest przepis z 2009 r., zgodnie z którym każda nowa elektrownia węglowa musi być przystosowana do CCS i posiadać program demonstracyjny w pełnym zakresie. W maju 2010 r. francuski parlament przyjął zasady udzielania zezwoleń na poszukiwania i procesy przyznawania zezwoleń w oparciu o krajowy kodeks górniczy, który reguluje prawa dostępu do zasobów podziemnych. We Francji organem właściwym do spraw realizacji projektów CCS (w tym składowania i monitoringu) jest Ministerstwo Transformacji Ekologicznej, a konkretnie Biuro ds. zasobów energetycznych podziemnych w Dyrekcji Generalnej ds. Energii i Klimatu.

- Grecja. Zgodnie z wymogami dyrektywa CCS została wdrożona do greckiego prawa krajowego bez rozszerzeń tekstu UE w 2011 roku (Gazzetta B' 2516/7-11-2011). Wdrożenie dyrektywy CCS ogranicza lokalizację składowisk, w ten sposób, że składowanie nie jest dozwolone na obszarach, gdzie kompleks składowania wykracza poza terytorium Grecji. Organem właściwym ds. składowania CO₂ w Grecji było do niedawna Ministerstwo Środowiska. Jednakże ustawa L.4920/2022 (art. 228 ust. 1), zmieniona ustawą L.4964/2022 (art. 175), wyznaczyła Grecką Spółkę Zarządzającą Węglowodorami i Zasobami Energetycznymi (HEREMA) jako organ właściwy do wydawania zezwoleń, monitorowania i nadzorowania projektów składowania dwutlenku węgla. Ponadto art. 173 ustawy L.4964/2022 wprowadził nową procedurę udzielania zezwoleń na poszukiwanie i składowanie CO₂ dla podmiotów

gospodarczych, które posiadają już prawa do poszukiwania i wydobywania węglowodorów na obszarach, które potencjalnie mogą być wykorzystane do składowania dwutlenku węgla.

- Hiszpania. Transpozycja dyrektywy CCS do prawa hiszpańskiego nastąpiła w grudniu 2010 r. poprzez przyjęcie ustawy o geologicznym składowaniu CO₂ (ustawa 40/2010). Ustawa koncentruje się na składowaniu CO₂ i nie reguluje transportu ani wychwytywania. Ponadto wyraźnie stwierdza się w nim, że planowana pojemność składowania poniżej 100 kt nie jest regulowana na mocy tej ustawy (zgodnie z wymogami dyrektywy CCS), ale na mocy ustawy 22/1973 z dnia 21 lipca o kopalniach. właściwym organem w Hiszpanii w zakresie koncesjonowania, nadzoru i kontroli w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk jest Ministerstwo Transformacji Ekologicznej i Wyzwań Demograficznych. Niemniej jednak w Ministerstwie Transformacji Ekologicznej i Wyzwań Demograficznych istnieją dwa różne sekretariaty stanu (sekretarz stanu ds. energii i sekretarz stanu ds. środowiska), które przejęły odpowiednie kompetencje zgodnie z ustawą 40/2010 z dnia 29 grudnia w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla.

- Holandia. W celu wdrożenia Dyrektywy CCS rząd holenderski zmienił w 2011 r. ustawę o górnictwie oraz przepisy wykonawcze (dekret o górnictwie i rozporządzenie w sprawie górnictwa). Minister gospodarki i polityki klimatycznej jest odpowiedzialny za wydawanie zezwoleń, kontrolę składowisk, monitorowanie i koszty związane z odpowiedzialnością oraz zamknięcie składowiska (a samymi koncesjami zajmuje się Departament ds. Licencji Górniczych).

- Norwegia. Działalność mająca na celu badanie i poszukiwanie podmorskich zbiorników do składowania CO₂, a także eksploatację, transport i składowanie CO₂ w takich zbiornikach na szelfie kontynentalnym Norwegii podlegają przepisom dotyczącym transportu i składowania CO₂ w podmorskich zbiornikach na szelfie kontynentalnym (rozporządzenie z dnia 5 grudnia 2014 r. nr 1517). Organem właściwym do wydawania zezwoleń na składowanie CO₂ jest Norweska Agencja Ochrony Środowiska (NEA) podlegająca Ministerstwu Klimatu i Środowiska. Ministerstwo Ropy Naftowej i Energii (od 2024 roku Ministerstwo Energii) odpowiada za wdrażanie CCS w przypadku, gdy jest to związane z działalnością naftową.

- Wielka Brytania. Ustawa o energii z 2008 r. oraz rozporządzenia w sprawie dwutlenku węgla z 2010 r. stanowią podstawę dla działań w zakresie CCS w Wielkiej Brytanii i transponują wymogi dyrektywy CCS do prawa krajowego. Zgodnie z przepisami składowanie jest dozwolone na obszarach morskich obejmujących wody terytorialne Wielkiej Brytanii oraz poza nimi, które zostały wyznaczone jako strefy importu i składowania gazu na mocy ustawy o energii z 2008 r. Uprawnienia w zakresie wydawania zezwoleń, które pierwotnie przysługiwały sekretarzowi stanu ds. biznesu, energii i strategii przemysłowej (BEIS), zostały w 2016 r. przekazane Urzędowi ds. Ropy Naftowej i Gazu (OGA, obecnie NSTA). Uprawnienia w zakresie wydawania zezwoleń dla składowisk położonych na morzu terytorialnym przylegającym do Szkocji przysługują ministrom szkockim.

Ameryka Północna

W Stanach Zjednoczonych źródłem legislacji w przedmiotowym zakresie jest przede wszystkim prawo federalne Safe Drinking Water Act (Ustawa o Bezpiecznej Wodzie Pitnej), 1974, z późniejszymi zmianami, w tym m.in. w roku 1996 (strona [US EPA SDWA](#)), do którego organem tworzącym i egzekwującym przepisy jest (federalna) Agencja Ochrony Środowiska Stanów Zjednoczonych (US EPA). W roku 1980 US EPA szereg rozporządzeń i wytycznych dotyczących projektów CO₂-EOR, jako

elementów przedsięwzięć związanych z eksploatacją węglowodorów i związanych z tym zagadnień ochrony użytkowych wód podziemnych (otwory klasy II – zatłaczanie związane z produkcją, wspomaganiem wydobywania i magazynowaniem węglowodorów, I – zatłaczanie odpadów; Tsang i in., 2002). Natomiast w latach 2010-2018 US EPA opracowała i wydała w ramach Programu Kontroli Podziemnego Zatłaczania (UIC) szereg rozporządzeń, wytycznych i zaleceń 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](#)). Poruszana w tej legislacji problematyka składowania dwutlenku węgla i monitoringu jest generalnie zbliżona do tej w omówionych wyżej regulacjach, wytycznych i zaleceniach unijnych/obowiązujących w krajach Europy, z tym, że nieco większy nacisk położony jest na działania związane z badaniem zjawisk zachodzących w otworze zatłaczającym i jego bezpośrednim sąsiedztwie, w szczególności pod kątem możliwych zagrożeń dla wód użytkowych. Jak wspomniano w poprzednim rozdziale, uzupełnieniem do legislacji US EPA były opracowywane równolegle z wytycznymi US EPA raporty NETL (najbardziej aktualna edycja – NETL, 2017) prezentujące najlepsze praktyki w zakresie monitoringu składowisk dwutlenku węgla. Wykorzystano w nich doświadczenia z realizacji projektów CCS/CCUS badawczych i w skali przemysłowej, w szczególności tych realizowanych w Stanach Zjednoczonych, związane z opracowywaniem planów monitoringu, obowiązującymi wymogami prawnymi i rekomendacjami odnośnie do zastosowania technik monitoringu atmosferycznego, przypowierzchniowego i wgłębnego oraz przykładami zastosowań.

US EPA jest więc właściwym organem w Stanach Zjednoczonych z zakresie koncesjonowania, nadzoru i kontroli w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu, przy czym może ona delegować swoje uprawnienia (*primacy*) w tym zakresie na rzecz właściwych organów w poszczególnych stanach (NETL, 2017, Stanley, 2016), w oparciu o omawianą wyżej legislację dotyczącą otworów klasy VI. Do chwili obecnej US EPA wydelegowała takie uprawnienia dla następujących stanów: North Dakota, Wyoming i Louisiana, a ponadto w chwili obecnej trwają procedury związane z delegowaniem uprawnień dla kolejnych stanów. US EPA jest ponadto odpowiedzialne za standardy czystości powietrza, w ramach Programu Raportowania Emisji Gazów Ciepłarnianych (dla którego podstawą jest prawo federalne Clean Air Act (Ustawa o Czystym Powietrzu), 1963, z późniejszymi zmianami, w tym z roku 1990), co obejmuje także monitorowanie emisji dwutlenku węgla w ramach funkcjonowania składowisk dwutlenku węgla (strona US EPA GHGRP).

Kanada

W przypadku Kanady zagadnienia koncesjonowania, nadzoru i kontroli w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu pozostają w gestii rządów poszczególnych prowincji (MLT Aikins, 2023).

Najbardziej kompleksowe regulacje w przedmiotowym zakresie zostały opracowane przez prowincję Alberta, gdzie zlokalizowanych jest większość kanadyjskich projektów CCS/CCUS. Podstawową regulacją jest w tym przypadku Carbon Capture and Storage Statutes Amendment Act, 2010 (Ustawa o zmianie przepisów dotyczących wychwytywania i składowania dwutlenku węgla – zmieniająca szereg innych ustaw, w tym dotyczących zagadnień górniczo-surowcowych, ochrony środowiska, zagospodarowania terenu i transportu rurociągami), do którego przygotowano wytyczne i zalecenia (Alberta Government, 2013). Wytyczne 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. W regulacjach i wytycznych ujęto też kwestię przejęcia odpowiedzialności przez państwo po zamknięciu składowiska. Punktem wyjścia do opracowania wspomnianych wytycznych i regulacji były doświadczenia w zakresie zatłaczania gazów kwaśnych.

Na obszarze prowincji Alberta właściwym organem w zakresie podziemnego składowania dwutlenku węgla i monitoringu jest AER (Alberta Energy Regulator), przy czym koncesję na składowanie przyznaje rząd prowincji Alberta (Minister Energii; Alberta Government, 2013; MLT Aikins LLP, 2023).

Z kolei w prowincji Saskatchewan ramy prawne dla składowania CO₂ stanowią istniejące regulacje dotyczące węglowodorów – związane z ich produkcją, wspomaganiem wydobywania i magazynowaniem (Stanley, 2016; MLT Aikins LLP, 2023). W szczególności jest to ustawa The Oil and Gas Conservation Act (OGCA - Ustawa o ochronie zasobów ropy naftowej i gazu ziemnego), a także zawierające związane z tą problematyką ustawy dotyczące ochrony środowiska, zagospodarowania terenu i transportu rurociągami. W praktyce nie jest jeszcze uregulowana kwestia przejęcia odpowiedzialności przez państwo po zamknięciu składowiska.

Na obszarze prowincji Saskatchewan podziemne składowanie dwutlenku węgla i monitoring podlega tym samym regulacjom, co eksploatacja węglowodorów, stąd właściwym organem (koncesyjnym) jest w tym przypadku właściwy minister (MLT Aikins LLP, 2023), aktualnie Minister Rolnictwa, Zasobów Naturalnych i Przemysłu (strona Saskatchewan Ministry).

W prowincji British Columbia sytuacja w zakresie regulacji dedykowanych podziemnemu składowaniu dwutlenku węgla i monitoringowi jest pośrednia pomiędzy tą w prowincji Alberta a tą w prowincji Saskatchewan (tzn. regulacje dotyczące węglowodorów zostały zmodyfikowane pod kątem składowania), natomiast w prowincji Manitoba sytuacja jest analogiczna jak w prowincji Saskatchewan (MLT Aikins LLP, 2023). Właściwymi organami są ministrowie właściwi dla spraw eksploatacji węglowodorów.

Australia

W Australii transport i składowanie CO₂ na morzu jest w gestii rządu federalnego, zaś podstawą legislacji jest w tym przypadku ustawa OPPGSA (o wydobywaniu ropy naftowej i magazynowaniu gazów cieplarnianych na morzu) z 2006 r. (Stanley, 2016) oraz powiązane z nią ustawy dotyczące procedur koncesyjnych i ochrony środowiska morskiego. Natomiast regulacje dotyczące projektów CCS/CCUS, obejmujących składowanie i transport CO₂ w skali przemysłowej na obszarach lądowych pozostają w gestii poszczególnych stanów (strona Australian Government CCS). W stanie Victoria podstawowa legislacja w tym zakresie zawarta jest w ustawie o geologicznej sekwestracji gazów cieplarnianych z 2008 r., a w stanie Queensland w ustawie o składowaniu gazów cieplarnianych z 2009 r. W stanie Australia Południowa procedowana jest ustawa o zmianie ustawy o ropie naftowej i energii geotermalnej (zasobach energetycznych), a w stanie Australia Zachodnia – o zmianie ustawy węglowodorowej.

W Australii na szczeblu federalnym organami właściwymi dla projektów CCS/CCUS obejmujących składowanie CO₂ w obszarach morskich, są przede wszystkim Krajowy Urząd ds. Bezpieczeństwa i Zarządzania Środowiskiem w zakresie Morskich Złóż Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego (NOPSEMA) oraz Krajowy Administrator Tytułów Własności Morskich Złóż Ropy Naftowej i Gazu Ziemnego (NOPTA). NOPSEMA koncentruje się na bezpieczeństwie, zarządzaniu środowiskiem i integralności odwiertów (co obejmuje też monitoring składowisk). NOPTA nadzoruje tytuły własności i zezwolenia związane z morskimi projektami CCS, natomiast koncesje przyznaje RCM, czyli Odpowiedzialny Minister Związku Australijskiego (Stanley, 2016), którym jest aktualnie Minister ds. Zasobów i Północnej Australii (Australian Government, 2023). Na szczeblu stanowym (składowanie na lądzie) właściwymi organami są ministrowie (i ewentualnie agencje wykonawcze), w których zakresie kompetencji znajdują się te zagadnienia.

Reszta świata

W Brazylii nie było do niedawna regulacji dedykowanych składowaniu dwutlenku węgla, wykorzystywano tylko ramy prawne dotyczące produkcji i wspomagania wydobycia węglowodorów, dla aktualnie funkcjonującego projektu CO₂-EOR (Ketzer i in., 2016). Jednakże aktualnie finalizowane są prace nad pakietem ustaw dotyczących dekarbonizacji, gdzie ujęte są między innymi zagadnienia składowania dwutlenku węgla (strona Illuminem). Właściwym organem prawdopodobnie jest Krajowa Agencja ds. Ropy Naftowej, Gazu i Biopaliw (ANP), zaś IBAMA (Brazylijski Instytut Środowiska i Odnawialnych Zasobów Naturalnych) zajmuje wydawaniem pozwoleń środowiskowych.

Jeśli chodzi o regulacje w Chinach i krajach bliskiego Wschodu to udało się znaleźć jedno dość ogólne opracowanie na ten temat (Zhang, 2021). Autor podaje w przypadku Chin szereg strategii rządowych, poczynając od pierwszego krajowego programu dotyczącego zmian klimatu (2007), w ramach którego wymieniono CCUS jako jedną ze ścieżek redukcji emisji, poprzez specjalistyczny plan rozwoju technologii CCUS (2013) Ministerstwa Nauki i Technologii, i w tym samym roku strategię Narodowej Komisji Rozwoju i Reform w zakresie promocji realizacji projektów pilotażowych i demonstracyjnych w Chinach. Natomiast w latach 2013-2017 zostały opracowane przez Ministerstwo Ochrony Środowiska wytyczne odnoszące się do zagadnień ochrony środowiska i oceny ryzyk środowiskowych przy realizacji projektów CCUS, dotyczące zasadniczo składowania na lądzie.

Kraje Bliskiego Wschodu, o których mowa w opracowaniu (Zhang, 2021) to państwa członkowskie Rady Współpracy Zatoki, czyli: Arabia Saudyjska, Bahrajn, Katar, Kuwejt, Oman i Zjednoczone Emiraty Arabskie. Odnosne strategie krajowe dotyczą w szczególności rozwoju technologii CO₂-EOR, głównie na lądzie. Obowiązujące regionalne przepisy ochrony środowiska morskiego (konwencja kuwejcka) nie zakazują składowania CO₂ na morzu.

ROK 2025

W listopadzie 2025 roku ukazała się ustawa o zmianie ustawy o składowaniu dwutlenku węgla (Gesetz vom 25. November 2025, Bundesgesetzblatt 2025/I Nr. 282), teraz obejmująca także zagadnienia transportu dwutlenku węgla. Ustawa dopuszcza składowanie dwutlenku węgla na obszarach morskich – wyłącznej strefy ekonomicznej i szelfu kontynentalnego, a także na obszarach lądowych. Właściwym organem jeśli chodzi o proces koncesyjny jest Federalne Ministerstwo Gospodarki i Energii, w porozumieniu z Federalnym Ministerstwem Środowiska, Ochrony Klimatu, Ochrony Przyrody i Bezpieczeństwa Jądrowego, przy czym w przypadku składowania na lądzie kompetencje te przejmują rządy krajów związkowych – jeden lub więcej rządów, w zależności od tego czy miejsce składowania leży na terytorium jednego lub więcej krajów związkowych. Nie występują zapisy dotyczące nowych rozporządzeń w zakresie projektowania i prowadzenia monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla i akceptacji zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla. Zapisy wcześniejszej ustawy o składowaniu dwutlenku węgla w Niemczech (KSpG, 2012) w zakresie podziemnego składowania, projektowania i prowadzenia monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla oraz akceptacji zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla stanowią powielenie odnośnych zapisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/31/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. (i załączników do Dyrektywy).

Ogłoszona w październiku 2025 roku nowa łotewska ustawa zmieniająca ustawę o zanieczyszczeniach, dopuszczająca składowanie dwutlenku węgla w strukturach geologicznych na terytorium Łotwy, obejmuje zagadnienia rozpoznania i charakterystyki składowisk, koncesji, eksploatacji składowisk, zamknięcia i przejęcia odpowiedzialności za składowisko przez właściwy organ (najprawdopodobniej jest/będzie to Ministerstwo Ochrony Środowiska i Rozwoju Regionalnego). Wspomina się tam o konieczności wydania przez właściwe ministerstwa rozporządzeń w przedmiotowym zakresie, lecz do chwili obecnej brak jest informacji czy takie przepisy wykonawcze ukazały się (Bellona, 2025).

Natomiast w Danii przyjęto podejście aktualizacji przepisów w zakresie zagadnień związanych z podziemnym składowaniem dwutlenku węgla w miarę zbierania doświadczeń z aktualnie realizowanych projektów CCS/CCUS (State of Green, 2024). Do chwili obecnej duńskie Ministerstwo wydało koncesję na składowanie dla 1 obszaru na morzu (projekt Greensand, Morze Północne) oraz 13 koncesji na rozpoznanie dla obszarów na lądzie i morzu.

2.3 Wytyczne nt. kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla dopuszczalnego do składowania

ROK 2024

Do zagadnienia kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla odnosi się ogólnie ust. 1 art. 12 dyrektywy unijnej 2009/31/WE w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla, który został, obok innych zapisów, transponowany do prawa krajowego w krajach członkowskich Unii Europejskiej (w tym w Wielkiej Brytanii, będącej do roku 2020 członkiem UE), a także w krajach Europejskiego Obszaru Gospodarczego/Europejskiego Stowarzyszenia Wolnego Handlu (Norwegia, Islandia, Lichtenstein i Szwajcaria):

„1. Strumień CO₂ składa się w przeważającej części z dwutlenku węgla. W związku z tym zabrania się dodawania odpadów lub innych substancji w celu ich składowania. Strumień CO₂ może jednak zawierać domieszki przypadkowych towarzyszących mu substancji pochodzące z procesu źródłowego, wychwytywania lub zatłaczania i substancje znacznikowe dodane po to, aby pomóc w monitorowaniu i weryfikacji migracji CO₂. Stężenie wszystkich przypadkowych i dodanych substancji powinno być poniżej poziomów, które mogłyby:

- a) niekorzystnie wpłynąć na integralność składowiska lub odnośnej infrastruktury transportowej;*
- b) stanowić znaczące ryzyko zagrożenia dla środowiska lub zdrowia ludzkiego; lub*
- c) naruszać wymogi mających zastosowanie przepisów wspólnotowych.”*

W upublicznionym po ogłoszeniu dyrektywy unijnej 2009/31/WE (w roku 2011) dokumencie pomocniczym [GD2](#) (dotyczącym zagadnień charakterystyki kompleksu składowania, składu strumienia CO₂, monitoringu i działań naprawczych) o charakterze zaleceń w zakresie implementacji Dyrektywy, dotyczącym szczegółowego rozpoznania geologicznego składowiska, składu transportowanego i zatłaczanego strumienia CO₂ oraz monitoringu i działań naprawczych, podano szereg wytycznych i wskazówek odnoszących się do kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla. Omówiono tam wybrane procesy źródłowe, z których otrzymywany jest strumień dwutlenku węgla oraz podano jego skład i przedyskutowano zalecane limity w tych przypadkach. Obejmowało to w szczególności wychwyt po spalaniu, przed spalaniem i oxy-spalanie w przypadku elektrowni węglowych oraz wychwyt z cementowni i rafinerii.

Stąd, m.in., w aktualnie obowiązującym rozporządzeniu Ministra Środowiska w przedmiotowym zakresie (Dz.U. 2015 poz. 1840) podano, w oparciu o ww. wytyczne oraz dostępne informacje na temat realizowanych i planowanych przed i w okresie prac nad rozporządzeniem projektów CCS (w tym planowanych w naszym kraju), kryteria akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla typowe dla opalanych węglem instalacji energetycznych wykorzystujących wychwyt po spalaniu, przed spalaniem i oxy-spalanie.

W znowelizowanej wersji dokumentu GD2 (lipiec 2024) sprawę szczegółowych wytycznych nt. kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla pozostawiono właściwym organom w poszczególnych krajach, gdzie zaimplementowano zapisy Dyrektywy do prawa krajowego, a zwłaszcza tam, gdzie realizowane są projekty CCS/CCUS. Pewnym uzasadnieniem dla takiego rozwiązania może być fakt, że wytyczne powinny uwzględniać przypadki łańcuchów wartości CCS/CCUS gdzie składowany

będzie strumień dwutlenku węgla otrzymywany z szeregu różnych źródeł i procesów źródłowych (czyli kłastera przemysłowego), a nie tylko, jak to zwykle rozpatrywano kilkanaście lat temu, scenariusze łańcucha CCS/CCUS obejmujące jedno źródło (najczęściej blok energetyczny opalany węglem) oraz dedykowaną mu infrastrukturę transportu i składowania.

Podobnie z zaleceniach US EPA ((federalnej) Agencji Ochrony Środowiska Stanów Zjednoczonych; US EPA, 2013) nie podano szczegółowej specyfikacji strumienia dwutlenku węgla wychwytywanego, transportowanego i zatłaczanego do składowiska. US EPA nie posiada jednego, kompleksowego dokumentu określającego specyfikację strumienia CO₂, ale raczej zbiór przepisów i wytycznych dotyczących różnych aspektów postępowania ze strumieniem CO₂, zwłaszcza w przypadku sekwestracji geologicznej (poruszających tę problematykę w sposób ogólny, raczej jakościowy niż ilościowy). Analogiczna sytuacja ma miejsce w przypadku regulatorów kanadyjskich, np. w prowincji Alberta (Alberta Government, 2013) czy australijskich (Australian Government, 2023), tzn. odnośne wytyczne mają charakter ogólny, raczej jakościowy niż ilościowy.

Z kolei dostępne informacje na temat składu wychwytywanego, transportowanego i zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla w poszczególnych funkcjonujących projektach CCS/CCUS zebrane w ramach poprzednich etapów przedsięwzięcia KAPS CO₂ (Wójcicki i in., 2022) i gromadzone w sukcesywnie aktualizowanej i uzupełnianej bazie KAPS CO₂ mogą być praktycznym źródłem odnośnych wytycznych. Dostępne dane wskazują na zawartość dwutlenku węgla, zależnie od źródła i technologii stosowanej przy wychwycie od 85% do blisko 100%. W przypadku instalacji oczyszczania gazu możliwy jest relatywnie znaczący udział metanu i innych węglowodorów, mogący osiągnąć 1-15%. Udział azotu waha się od ułamka promila do 1,74% (instalacja do produkcji wodoru), siarkowodoru od 6 p.p.m. do 0,9% (produkcja paliw syntetycznych, zatłaczanie do złoża ropy naftowej), wodoru od ułamka promila do 0,65% (produkcja wodoru), tlenu węgla od 20 p.p.m. do 0,77% (gazyfikacja węgla) oraz wody rzędu 20-50 p.p.m.

Na podstawie przeglądu dostępnej literatury przedmiotu można stwierdzić, że źródłem informacji odnośnie do wytycznych dotyczących kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla (w tym ilościowych) mogą być standardy organizacji międzynarodowych i specyfikacje funkcjonujących bądź uruchamianych projektów CCS/CCUS obejmujących składowanie dwutlenku węgla i składowanie dwutlenku węgla połączone z eksploatacją węglowodorów, bądź rurociągów transportujących strumień dwutlenku węgla pochodzący z tych projektów (Danish Energy Agency, 2024; Peletriri i in., 2018; Porter i in., 2015).

Dla przykładu Danish Energy Agency (2024) podaje specyfikację dostawy do właśnie uruchamianego norweskiego projektu, a właściwie infrastruktury transportu i składowania pod dnem Morza Północnego, Northern Lights. Obejmuje to następujące domieszki H₂O≤30 p.p.m., O₂≤10 p.p.m., SO_x≤10 p.p.m, NO_x≤10 p.p.m., H₂S≤9 p.p.m., CO≤100 p.p.m, aminy≤10 p.p.m, NH₃≤10 p.p.m, H₂≤50 p.p.m., CH₂O≤20 p.p.m., CH₃CHO≤20 p.p.m., Hg≤0,03 p.p.m., Cd i Tl≤0,03%. Nie należy traktować tych wartości jako absolutnych zaleceń, gdyż dotyczą one konkretnego przypadku.

Peretriri i in., (2018) podają obok przedziałów wartości domieszek do strumienia dwutlenku węgla typowych dla stosowanych powszechnie technologii wychwyty (co nie zawsze musi odpowiadać kryteriom akceptacji strumienia do transportu i składowania) skład strumienia w rurociągach transportujących antropogeniczny lub naturalnie występujący dwutlenek węgla w USA i przyległej części Kanady. Zaskakujący jest fakt, że zawartość H₂O w transportowanym strumieniu naturalnie

występującego dwutlenku węgla nierzadko przekracza 200 p.p.m., a np. H₂S zwykle zawiera się w przedziale 20-200 p.p.m. Stosunkowo wysoka jest zawartość CH₄ (0,2-15%) i azotu (0,3-4%).

Porter i in., (2015) przedstawiają typowy skład strumienia wychwytywanego w różnych rodzajach instalacji (procesy przemysłowe i instalacje energetyczne; **Fig. 3**). Nie jest to równoznaczne ze składem strumienia przyjętego do transportu i składowania.

Standardy dotyczące składu wychwytywanego, transportowanego i składowanego dwutlenku węgla są również zawarte w normach międzynarodowych (ISO/TR 27921:2020, 2020; ISO 27913, 2016), które z kolei wykorzystują informacje z literatury przedmiotu w tym zakresie (np. Porter i in., 2015) i doświadczenia z dotychczas realizowanych projektów CCS/CCUS.

Table 7

	[7] MEA Refinery Stack	[7] MEA Cement Plant	[15] Cement Kiln	[15] Coke Production	[15] Lime Production
CO ₂ % v/v	99.6	99.8	99.00	99.4	99.52
N ₂ % v/v	0.29	0.0893			
CO ppmv	1.2	1.2	1620	701	2000
Ar ppmv	11	11			
H ₂ O ppmv	640	640			
NO _x ppmv	2.5 (NO ₂)	0.86 (NO ₂)	3330	1690	1100
SO _x ppmv	1.3 (SO ₂)	< 0.1 (SO ₂)	4410	3030	1800
CO ppmv	1.2	1.2			
O ₂ ppmv	35	35			
CH ₄ ppmv				206	
Cl ppmv	0.41	0.41	65.7	26.8	
Ash ppm	-	5.7			
Hg ppmv		0.00073	0.1		
As ppmv	0.29	0.0029			
Se ppmv	1.2	0.0088			
VOC ppmv				96.9	
TOC ppmv			81		

Table 8

	Oxyfuel Combustion			Pre-combustion	Post-combustion
	Raw / dehumidified	Double flashing	Distillation		
CO ₂ % v/v	74.8-85.0	95.84-96.7	99.3-99.4	95-99	99.6 – 99.8
O ₂ % v/v	3.21-6.0	1.05-1.2	0.01-0.4	0	0.015 – 0.0035
N ₂ % v/v	5.80-16.6	1.6-2.03	0.01-0.2	0.0195 – 1	0.045 – 0.29
Ar % v/v	2.3-4.47	0.4-0.61	0.01-0.1	0.0001-0.15	0.0011 – 0.021
NO _x ppmv	100-709	0-150	33-100	400	20 - 38.8
SO ₂ ppmv	50-800	0-4500	37-50	25	0 - 67.1
SO ₃ ppmv	20	-	20	-	N.I.
H ₂ O ppmv	100-1000	0	0-100	0.1 - 600	100 – 640
CO ppmv	50	-	50	0 - 2000	1.2 - 10
H ₂ S/COS ppmv				0.2 - 34000	
H ₂ ppmv				20-30000	
CH ₄ ppmv				0-112	

Fig. 3 Typowy skład strumienia dwutlenku węgla wychwytywanego w różnych rodzajach instalacji (procesy przemysłowe i instalacje energetyczne; za Porter i in., 2015)

ROK 2025

W roku 2025 zebrano informacje na temat kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla dopuszczonego do transportu rurociągami (jak wspomniano wyżej odpowiada to zasadniczo wymaganiom w przypadku składowania, gdyż do strumienia transportowanego rurociągiem) z publikacji (Bielka i in., 2024; Włodek i Rosłonek, 2024), które powstały w związku z pracami nad przygotowaniem krajowego standardu w tym zakresie przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa. Wykorzystano tam międzynarodowe dokumenty standaryzacyjne oraz dostępne publikacje. Na **Fig. 4** przedstawiono wstępną propozycję kryteriów akceptacji strumienia dwutlenku węgla zalecanych w tych pracach. Kryteria te są znacznie bardziej „liberalne”, w szczególności jeśli chodzi o zawartość wody oraz tlenków siarki i azotu, niż podane w załączniku do rozporządzeniu Ministra Środowiska w przedmiotowym zakresie (Dz.U. 2015 poz. 1840), a nawet niż podane w specyfikacji dostawy dla komercyjnego przedsięwzięcia Northern Lights – infrastruktury transportu i składowania pod dnem norweskiego sektora Morza Północnego (Danish Energy Agency, 2024).

Składnik	Jednostka	Wartość dopuszczalna
dwutlenek węgla (CO_2)	%mol	> 95
woda (H_2O)	ppm _v	< 50-200 ¹⁾
wodór (H_2)	%mol	< 0,75
azot (N_2)	%mol	< 2,0
metan i inne gazy niekondensujące ²⁾ w strumieniu CO_2	%mol	< 4
tlenek węgla (CO)	ppm _v	< 2000
tlen (O_2)	ppm _v	< 100
siarkowodór (H_2S)	ppm _v	< 50
dwutlenek siarki (SO_2)	ppm _v	< 50
dwutlenek azotu (NO_2)	ppm _v	< 100
aminy	ppm _v	< 100
cząstki stałe £10mm	mg/m ³	£ 1,0

Fig. 4 Zalecany skład strumienia dwutlenku węgla transportowanego rurociągiem (Bielka i in., 2024; Włodek i Rosłonek, 2024)

Podsumowanie

Niniejsze sprawozdanie cząstkowe stanowi aktualizację sprawozdania „Analiza technik i zasad monitoringu składowisk CO₂” za rok 2024 (Wójcicki, 2024) według stanu na XII 2025, stąd podsumowanie dotyczy prac w tym zakresie w całym okresie realizacji niniejszego zadania.

W ramach realizacji niniejszego sprawozdania, w oparciu o informacje zgromadzone w aktualnej bazie KAPS CO₂ i wcześniejszych raportach przedsięwzięcia KAPS CO₂ oraz dostępną literaturę przedmiotu, przeanalizowano i scharakteryzowano techniki/metody stosowane oraz zalecane na świecie przy monitoringu podziemnych składowisk dwutlenku węgla w całym okresie życia projektów CCS/CCUS. Scharakteryzowano techniki monitoringu stosowane w przypadku podziemnego składowania dwutlenku węgla, oraz w przypadku podziemnego składowania dwutlenku węgla połączonego z eksploatacją złóż węglowodorów (w tym wspomaganie wydobycia węglowodorów – EHR, CO₂-EOR), na lądzie i pod dnem morza. Wykonano również analizę praktycznych doświadczeń i wytycznych (w miarę dostępności informacji) w rozpatrywanych krajach i regionach. Informacje te obejmują w szczególności obowiązujące w rozpatrywanych krajach zalecenia dotyczące stosowanych metod, zakresu i ram czasowych monitoringu na poszczególnych etapach życia projektów CCS/CCUS.

Przedstawiono w sposób syntetyczny techniki/metody monitoringu składowisk CO₂ (geofizyczne, geochemiczne, etc.) stosowane/zalecane w przypadku typowych projektów CCS/CCUS. Projekty wybrano pod kątem doświadczeń z ich realizacji, jakie mogłyby być przydatne w warunkach polskich. Przedstawiono najistotniejsze informacje odnoszące się do miejsc składowania dla przykładowych projektów funkcjonujących w chwili obecnej lub w nieodległej przeszłości, zarówno badawczych/pilotażowych jak i w skali przemysłowej, realizowanych na lądzie i morzu (składowanie CO₂ w formacjach solankowych i złożach węglowodorów) oraz stosowane dla tych lokalizacji techniki/metody monitoringu. Podano, w miarę dostępności informacji, zakres i ramy czasowe monitoringu w całym okresie życia rozpatrywanych projektów CCS/CCUS. Przedstawiono najistotniejsze informacje na temat właściwych organów uprawnionych do koncesjonowania oraz nadzoru i kontroli składowisk dla tych projektów, w krajach gdzie są one zlokalizowane.

Wykonano także analizę legislacji w zakresie składowania dwutlenku węgla i monitoringu składowisk, obowiązującej w poszczególnych krajach (lub ich częściach, tzn. stanach lub prowincjach, jeśli dotyczy), gdzie realizowane są obecnie (tzn. funkcjonujące lub w budowie), względnie były realizowane do niedawna, projekty CCS/CCUS (w tym w kilku krajach UE, Norwegii, Wielkiej Brytanii, USA, Kanadzie, Australii, oraz zasadniczo strategii rządowych w przypadku Chin i krajów Bliskiego Wschodu). Ponadto zestawiono (w miarę dostępności) informacje na temat jednostek (właściwych organów) odpowiedzialnych za koncesjonowanie (w tym zatwierdzanie i aktualizację planów monitoringu), nadzór i kontrolę bezpieczeństwa podziemnego składowania dwutlenku węgla w przypadku składowisk CO₂ w tychże krajach, jak również uprawnienia wspomnianych jednostek.

Przeanalizowano także regulacje unijne, krajów UE i EOG oraz innych krajów (np. USA, Kanady, Australii, Wielkiej Brytanii), jak również stosowane tam wytyczne, dotyczące kryteriów akceptacji składu strumienia dwutlenku węgla dopuszczalnego do składowania.

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; [6259895-2013-carbon-capture-storage-summary-report.pdf](https://www.alberta.ca/6259895-2013-carbon-capture-storage-summary-report.pdf)).
- Alcalde J., Martí, D., Calahorrano, A., Marzan, I., Ayarza P., Carbonell, R., Juhlin C., Pérez-Estaún, A., 2013. Active seismic characterization experiments of the Hontomín research facility for geological storage of CO₂, Spain. International Journal of Greenhouse Gas Control 19, 785-795. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.01.039>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.536>
- Australian Government, 2023. Offshore Carbon Capture and Storage Regulatory Approvals. [https://www.nopta.gov.au/_documents/fact-sheets/Offshore-Carbon-Capture-and-Storage-Regulatory-Approvals-2023.pdf#:~:text=There%20are%20four%20regulatory%20bodies%20that%20are,%E2%80%A2%20Nature%20Positive%20Regulation%20Division%20\(within%20DCCEEW\).](https://www.nopta.gov.au/_documents/fact-sheets/Offshore-Carbon-Capture-and-Storage-Regulatory-Approvals-2023.pdf#:~:text=There%20are%20four%20regulatory%20bodies%20that%20are,%E2%80%A2%20Nature%20Positive%20Regulation%20Division%20(within%20DCCEEW).)
- Barranco I., 2021. Overview of Gorgon Carbon Capture and Storage. O2GeoNet Autumn Webinar - 20-21 September 2021. <https://co2geonet.com/media/72876/11-barranco.pdf>
- Bielka, P., Kuczyński, S., Włodek, T., Nagy, S., 2024. Risks and Safety of CO₂ Pipeline Transport: A Case Study of the Analysis and Modeling of the Risk of Accidental Release of CO₂ into the Atmosphere. Energies 2024, 17, 3943. <https://doi.org/10.3390/en17163943>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.431>
- Chadwick A., Arts R., Bernstone C., May F., Thibeau S., Zweigl P., 2008 - Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers. Keyworth, Nottingham, British Geological Survey. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/160498/best-practice-storage-co2-saline-aquifers-observations-guidelines-sacs-co2store-projects.pdf>
- Danish Energy Agency, 2024. Technology Data – Carbon Capture, Transport and Storage. ISBN 978-87-94447-14-0 <https://ens.dk/node/3446>
- Duscha V., 2022. Regulatory framework for CCUS in the EU and its Member States An analysis for the EU, six Member States and the UK. PilotSTRATEGY report (H2020- Topic LC-SC3-NZE-6-2020 - RIA), Project ID Number: 101022664. https://pilotstrategy.eu/sites/default/files/2022-05/WP6-1-RegulatoryFramework-DeliverableApril2022_final.pdf

- 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. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=CELEX%3A32009L0031>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.541>
- Finley R.J., Frailey S.M.1, Leetaru H.E., Ozgur S., Couëslan M.L., Marsteller, S., Early Operational Experience at a One-million Tonne CCS Demonstration Project, Decatur, Illinois, USA. GHGT-11, Energy Procedia 37 (2013) 6149– 6155. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.544>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.081>
- Furre, A.-K., Warchoł, M.J., Alnes, H., Pontén, A.S.M., 2024. Sleipner 26 years: how well-established subsurface monitoring work processes have contributed to successful offshore CO₂ injection. Geoenergy 2, 1. <https://www.lyellcollection.org/doi/full/10.1144/geoenergy2024-015>.
- Gavenas, E., Rosendahl, K.E, Skjerpen, T., 2015. CO₂-emissions from Norwegian oil and gas extraction. Energy 90/2 (2015) 1956-1966. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.025>
- Gesetz zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes vom 25. November 2025 (Bundesgesetzblatt 2025/I Nr. 282) – Ustawa o zmianie ustawy o składowaniu dwutlenku węgla.
- Giese R., Henniges J., Lüth S., Morozova D., Schmidt-Hattenberger C., Würdemann H., Zimmer M., Cosma C., Juhlin C., and CO₂SINK Group, 2009. Monitoring at the CO₂SINK Site: A Concept Integrating Geophysics, Geochemistry and Microbiology. GHGT-9. Energy Procedia 1 (2009) 2251–2259. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.293>
- Greenberg, S.E., 2015. Lessons Learned from the Illinois Basin – Decatur Project: Integration of Deep Saline CO₂ Storage into the Value Change. Prezentacja z konferencji 10th CO₂GeoNet Open Forum May 11-12, 2015, Venice, Italy (dostępna na stronie konferencji; http://conference.co2geonet.com/media/1051/open-forum-day-2-5_greenberg.pdf).
- Györe, D., Stuart, F.M., Gilfillan, S.M.V., Waldron, S., 2015. Tracing injected CO₂ in the Cranfield enhanced oil recovery field (MS, USA) using He, Ne and Ar isotopes, International Journal of Greenhouse Gas Control 42, 554-561, <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.09.009>.
- Huang L., Yang, X., 2022. Geophysical Monitoring Techniques Current Status and Future Directions [w:] Huang, L., 2022. Geophysical Monitoring for Geologic Carbon Storage. American Geophysical Union, John Wiley & Sons. ISBN: 9781119156871

- Hansen, O., Gilding, G., Nazarian, B., Osdal, B., Ringrose, P., Kristoffersen, J.-B., Eiken, O., Hansen, H., 2013. Snøhvit: The History of Injecting and Storing 1 Mt CO₂ in the Fluvial Tubåen Fm, Energy Procedia 37 (2013), 3565-3573. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.249>
- IEAGHG, 2024a. CO₂ Storage Site Catalogue, 2024-TR03, July 2024. doi.org/10.62849/2024-TR03.
- IEAGHG, 2024b. Geological Storage of CO₂: Seal Integrity Review, 2024-06, September 2024. doi.org/10.62849/2024-06.
- IEAGHG, 2025. Reviewing the implications of unlikely but potential CO₂ migration to the surface or shallow subsurface, 2025-01, January 2025. doi.org/10.62849/2025-01
- ISO/TR 27921:2020, 2020. Carbon dioxide capture, transportation, and geological storage — Cross Cutting Issues — CO₂ stream composition. Technical report. <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/beed2985-40b5-40d0-9548-a962d60e937c/iso-tr-27921-2020>
- ISO 27913, 2016. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage — Pipeline transportation systems. International standard.
- Juhlin C., Giese R., Zinck-Jørgensen K., Cosma C., Kazemeini H., Juhojuntti N., Lüth S., Norden B., Förster A., 2007. 3D baseline seismics at Ketzin, Germany: The CO₂SINK project. Geophysics, 72(5), B121-B132. <https://doi.org/10.1190/1.2754667>
- 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; <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/190903/brazilian-atlas-co2-capture-geological-storage.pdf>).
- 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.
- KSpG, 2012. Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1726).
- Lüth S., Bergmann P., Huang F., Ivandic M., Ivanova A., Juhlin C., Kempka T., 2017. 4D seismic monitoring of CO₂ storage during injection and post- closure at the Ketzin pilot site. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland. Energy Procedia 114 (2017) 5761 – 5767. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1714>
- Mathieson, A., Midgely, J., Wright, I., Saoula, N., Ringrose, P., 2011. In Salah CO₂ Storage JIP: CO₂ sequestration monitoring and verification technologies applied at Krechba, Algeria. Energy Procedia 4 (2011), 3596-3603. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.289>

- McDonald, S., 2017. Illinois Industrial Carbon Capture & Storage Project: Eliminating CO₂ Emissions from the Production of Bio Fuels - A "Green" Carbon Process. Bioeconomy 2017, Arlington, July 11-12, 2017. https://www.energy.gov/sites/prod/files/2017/10/f38/mcdonald_bioeconomy_2017.pdf
- MLT Aikins LLP, 2023. The Energy Playbook, 2023 Year in Review. <https://www.mltaikins.com/energy-playbook-2023-year-in-review/>
- NETL, 2017. Best Practices: Monitoring, Verification, and Accounting (MVA) for Geologic Storage Projects. DOE/NETL-2017/1847 (dostępne na stronie netl.doe.gov; <https://netl.doe.gov/sites/default/files/2018-10/BPM-MVA-2012.pdf>).
- Njiekak, G., Schmitt, D.R., Yam, H., Kofman, R.S., 2013. CO₂ rock physics as part of the Weyburn-Midale geological storage project. International Journal of Greenhouse Gas Control 16/1, June 2013, S118-S133. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2013.02.007>
- North Sea Transition Authority, 2024. Guidance for Measurement of Carbon Dioxide for Carbon Storage Permit Applications. <https://www.nstauthority.co.uk/media/fsvaljz2/guidance-for-measurement-of-carbon-dioxide-for-carbon-storage-permit-applications.pdf>
- Ortiz, G., Kovacs, T., Poulussen D., F., de Dios, C., 2015. Hontomin characterization tests, Final technical report, June 2015. GCCSI & CIUDEN. <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/193423/hontomin-reservoir-characterisation-tests-final-technical-report.pdf>
- 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; <https://www.globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/75386/development-measurement-monitoring-verification-technical-framework.pdf>).
- Peletiri, S.P, Rahmanian, N., Mujtaba, I.M., 2018. CO₂ Pipeline Design: A Review. Energies 11 (2018), 2184; <https://doi.org/10.3390/en11092184>
- Porter, R.T.J., Fairweather, M., Pourkashanian, M. et al., 2015. The range and level of impurities in CO₂ streams from different carbon capture sources. International Journal of Greenhouse Gas Control, 36. 161-174. ISSN 1750-5836 <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.02.016>
- Preston, C., Whittaker, S., Rostron, B., Chalaturnyk, R., White, D., Hawkes, C., Johnson, J.W., Wilkinson, A., Sacuta, N., 2009. IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project—moving forward with the Final Phase, Energy Procedia 1/1 (2009), 1743-1750. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.01.228>
- PTRC, 2015. Aquistore, CO₂ Storage At The World's First Integrated CCS Project. GCCSI Ltd., 2015 (raport dostępny na stronie GCCSI; <https://globalccsinstitute.com/archive/hub/publications/192038/aquistore-co2-storage-worlds-first-integrated-ccs-project.pdf>).

- Report by Denmark - Member State report on Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide ("CCS Directive"), 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_denmark_en.pdf
- Report by France - Member State report on Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide ("CCS Directive"), Outline, 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_france_en.pdf
- Report by Germany on Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide ("CCS Directive"), 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_germany_en.pdf
- Report by Greece - Member State report on Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide ("CCS Directive") GREECE, 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_greece_en.pdf
- Report by The Netherlands - Member State report on Implementation of Directive 2009/31/EC on the Geological Storage of Carbon Dioxide ('CCS Directive') – The Netherlands, 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_netherlands_en.pdf
- Report by Norway - Case No: 89874: Implementation report under the CCS Directive, 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_norway_en.pdf
- Report by Spain - Member State report on Implementation of Directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon dioxide ("CCS Directive"), 2023.
https://ec.europa.eu/assets/clima/ccs/2023/policy_ccs_country_report_2023_spain_en.pdf
- Richtlinie des Oberbergamtes in Clausthal-Zellerfeld über das Verfüllen auflässiger Bohrungen, Vom 29. Juli 1998 - 20.1 - 3/98 - B III d 1.2 – IV. <https://bergpass.lbeg.de/media/204>
- 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. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.551>
- Rock L., O'Brien S., Tessarolo S., Duer J., Bacci V.O., Hirst B., Randell D., Helmy M., Blackmore J., Duong C., Halladay A., Smith N., Dixit T., Kassam S., Yaychuk M., 2017. The Quest CCS Project: 1st Year Review Post Start of Injection. 13th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-13, 14-18 November 2016, Lausanne, Switzerland. Energy Procedia 114 (2017) 5320 – 5328. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.03.1654>
- Rostron B., White D., Hawkes C., Chalaturnyk R., 2014. Characterization of the Aquistore CO₂ project storage site, Saskatchewan, Canada. GHGT-12, Energy Procedia 63 (2014) 2977 – 2984. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.320>

- Rostron B., Whittaker, S., 2011. 10+ years of the IEA-GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project: Successes and lessons learned from multiple hydrogeological investigations. *Energy Procedia* 4 (2011), 3636-3643. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.294>
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2015 r. w sprawie szczegółowych wymagań dotyczących eksploatacji podziemnego składowiska dwutlenku węgla, zatłaczanego strumienia dwutlenku węgla oraz prowadzenia monitoringu kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla, *Dziennik Ustaw* z 2015 roku, poz. 1840.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 maja 2014 r. w sprawie szczegółowych wymagań, jakim powinien odpowiadać plan zagospodarowania podziemnego składowiska dwutlenku węgla, *Dziennik Ustaw* z 2014 roku, poz. 591.
- Sambo, C., Duduna, A., Samuel, S.A., Esenjoy, P., Muhammed, N.S., Haq, B., 2022. A review on worldwide underground hydrogen storage operating and potential fields. *International Journal of Hydrogen Energy* (in press, corrected proof). <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.05.126>
- Schmidt-Hattenberger, C., Jurczyk, A., Liebscher, A., Möller, F., Norden, B., Prevedel, B., Wiese, B., Zemke, K., Zimmer, M., 2019. Post-injection monitoring and well abandonment results of the Ketzin test site – an essential part for transfer of liability. 14th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, GHGT-14 21st -25th October 2018, Melbourne, Australia. https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3365957
- Shell, 2023. Quest Carbon Capture and Storage Project – Measurement, Monitoring and Verification Plan, October 2023 update. Shell Canada Limited, Calgary, Alberta. Dostępny na stronie AER: <https://static.aer.ca/prd/documents/by-topic/ccus/2023-ShellQuest-MMV-Plan.pdf>
- Shogenova, A., Piessens, K., Holloway, S., Bentham, M., Martínez, R., Flornes, K.M., Poulsen, N.E., Wójcicki, A., Sliupa, S., Kucharič, L., Dudu, A., Persoglia, S., Hladik, V., Saftic, B., Kvassnes, A., Shogenov, K., Ivask, J., Suárez, I., Sava, C., Sorin, A., Chikkatur, A., 2014. Implementation of the EU CCS Directive in Europe: results and development in 2013. *Energy Procedia*. Elsevier, 6662–6670. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.700>
- Spence B., 2010. QUEST Carbon Capture & Storage Project. Carbon Sequestration Leadership Forum Warsaw, October 2010. <https://fossil.energy.gov/archives/cslf/sites/default/files/documents/Warsaw2010/Spence-TG-QuestPresentation-Warsaw1010.pdf>
- Stanley T. (red.), 2016. Carbon Capture and Storage: Legal and Regulatory Review. Edition 5. OECD/IEA. <https://www.iea.org/reports/carbon-capture-and-storage-legal-and-regulatory-review>
- State of Green, 2024. White papers for a green transition: Carbon capture, utilisation, and storage; Updates on CCUS policy in Denmark. stateofgreen.com
- Streibel M., Finley R.J., Martens S., Greenberg S., Möller F., Liebscher A., 2014. From Pilot to Demo Scale – Comparing Ketzin results with the Illinois Basin-Decatur Project. GHGT-12, *Energy Procedia* 63 (2014) 6323 – 6334. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.665>

- Takagishi, M., Hashimoto, T., Horikawa, S., Kusunose, K., Xue, Z., Hovorka, S.D., 2014. Microseismic Monitoring at the Large-scale CO₂ Injection Site, Cranfield, MS, U.S.A., Energy Procedia 63 (2014), 4411-4417. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.476>
- Trupp M., Frontczak J., Torkington J., 2013. The Gorgon CO₂ Injection Project – 2012 Update. GHGT-11, Energy Procedia 37 (2013) 6237– 6247. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.552>
- 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>
- US EPA, 2013. Geologic Sequestration of Carbon Dioxide Underground Injection Control (UIC) Program Class VI Well Testing and Monitoring Guidance. <https://www.epa.gov/sites/default/files/2015-07/documents/epa816r13001.pdf>
- 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 16 czerwca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo geologiczne i górnicze oraz niektórych innych ustaw, Dziennik Ustaw z 2023 roku, poz. 2029.
- Wilson, M., Monea, M., (ed.), 2004. IEA GHG Weyburn CO₂ Monitoring & Storage Project, summary Report 2000-2004, PTRC. https://ptrc.ca/pub/projects/past/weyburn-midale/Summary_Report_2000_2004.pdf
- Wipki M., Ivanova A., Liebscher A., Lüth S., Möller F., Szizybalski A., Wiese B., Zimmer M., 2016. Monitoring Concept for CO₂ Storage at the Ketzin Pilot Site, Germany – post-injection continuation towards transfer of liability. European Geosciences Union General Assembly 2016, EGU Division Energy, Resources & Environment, ERE. Energy Procedia 97 (2016) 348 – 355. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.017>
- Włodek T., Rosłonek G., 2024. Metody pomiaru strumienia dwutlenku węgla w transporcie rurociągowym. Gaz, Woda i Technika Sanitarna, październik 2024. DOI: 10.15199/17.2024.10.1
- Wójcicki A., Adamczak-Biały T., Duczmańska-Kłonowska J., Feldman-Olszewska A., Kłonowski M., Słodkowski M., 2017. Opracowanie końcowe z Etapu I: "Zadanie KAPS CO₂: Monitorowanie statusu projektów CCS (2015-2017 r.)". Inw. 5706/2018 Arch. CAG PIG, Warszawa (sprawozdanie z I etapu przedsięwzięcia). <https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>
- Wójcicki A., Duczmańska-Kłonowska J., Kłonowski M., Feldman-Olszewska A., Pieńkowski G., Waksmundzka M., Wierzbowski H., Jarosiński M., Adamczak-Biały T., Roman M., Słodkowski M., Sobień K., 2021. Zadanie KAPS CO₂: monitorowanie statusu projektów CCS [Zadanie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku Węgla]. Inw. 828/2022 Arch. CAG PIG, Warszawa (sprawozdanie z I i II etapu przedsięwzięcia, prace za lata 2015-2020). <https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>
- Wójcicki A., Sobień K., Słodkowski M., Pieńkowski G., Zacharski J., Adamczak-Biały T., Duczmańska-Kłonowska J., Kłonowski M., Wierzbowski H., Feldman-Olszewska A., Jarosiński M., Roman M.,

Waksmundzka M., 2022. Zadanie KAPS CO₂: monitorowanie statusu projektów CCS (Etap III).
PIG-PIB Kompleksowy raport z prac objętych wszystkimi etapami zadania (lata 2015-2022), na
stronie KAPS CO₂.
<https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/pub/KAPS/WebHome/komplraport.pdf>

Wójcicki, 2024. Analiza technik i zasad monitoringu składowisk CO₂. Sprawozdanie częściowe z
przedsięwzięcia „Zadanie Krajowego Administratora Podziemnych Składowisk Dwutlenku
Węgla (KAPS CO₂): Monitorowanie podziemnych składowisk CO₂”. PIG-PIB.
<https://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/pub/KAPS/WebHome/Raport1.pdf>

Zhang H., 2021. Regulations for carbon capture, utilization and storage: Comparative analysis of
development in Europe, China and the Middle East. The Chinese University of Hong Kong,
Faculty of Law, Research Paper No. 2021-38.
https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=3871831

Zivar D., Kumar S., Foroozesh J., 2021. Underground hydrogen storage: A comprehensive review.
International Journal of Hydrogen Energy, 46(45): 23436–23462.
<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138>

Strony www:

Australian Government CCS <https://www.ga.gov.au/aecr2024/carbon-capture-and-storage>

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

Global Status of CCS, 2023: Global CCS Institute – najnowszy raport roczny, za rok 2023 –:
<https://status23.globalccsinstitute.com/>

Guidance Documents – Implementation of directive 2009/31/EC on the geological storage of carbon
dioxide (stara wersja, 2011):

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>

Guidance Documents (uaktualnienie, 2024):

GD1: https://climate.ec.europa.eu/document/download/951d14ea-ce0f-4753-92dd-35ba88920888_en?filename=ccs-implementation_gd1_en_0.pdf

GD2: https://climate.ec.europa.eu/document/download/6f19cb98-b791-466d-8f3c-32c5bb12be2d_en?filename=ccs-implementation_gd2_en.pdf

GD3: https://climate.ec.europa.eu/document/download/f647725c-e86f-4bea-b698-48c6b0390ad3_en?filename=ccs-implementation_gd3_en.pdf

GD4: https://climate.ec.europa.eu/document/download/9a6b221d-642e-499e-a5a0-298ce1068b21_en?filename=ccs-implementation_gd4_en.pdf

Illuminem <https://illuminem.com/illuminemvoices/how-brazil-is-building-a-framework-to-promote-carbon-capture-and-storage>

KAPS CO₂ <http://skladowanie.pgi.gov.pl/twiki/bin/view/KAPS/WebHome>

Projekt Boundary Dam <https://www.saskpower.com/our-power-future/infrastructure-projects/carbon-capture-and-storage/boundary-dam-carbon-capture-project>

Projekt Gorgon <http://www.chevronaustralia.com/our-businesses/gorgon;>
<https://australia.chevron.com/-/media/australia/publications/documents/gorgon-project-brochure.pdf>

Projekt H2020 ENOS <http://www.enos-project.eu/>

Projekt Horizon Europe COREu <https://coreu.eu/>

Projekt Quest https://www.shell.ca/en_ca/about-us/projects-and-sites/quest-carbon-capture-and-storage-project.html

Saskatchewan Ministry <https://www.saskatchewan.ca/business/agriculture-natural-resources-and-industry/oil-and-gas/oil-and-gas-licensing-operations-and-requirements/oil-and-gas-drilling-and-operations/gas-storage-and-cavern-storage-disposal>

US EPA GHGRP <https://www.epa.gov/ghgreporting/subpart-rr-geologic-sequestration-carbon-dioxide>

US EPA – otwory klasy VI: <https://www.epa.gov/uic/class-vi-wells-used-geologic-sequestration-carbon-dioxide>

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