



Państwowy Instytut Geologiczny
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna
Państwowa służba hydrogeologiczna

ZADANIE KAPS CO₂: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS



Warszawa 2020

ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS

WYKONAWCY

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

WARSZAWA 2020

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

2.1 Sprawozdanie

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

Dla części projektów zebrano informacje na temat udziału procentowego wychwytywanego dwutlenku węgla w całkowitej emisji danej instalacji oraz udziału CO₂ i ewentualnie innych gazów w wychwytywanym strumieniu (**Załącznik A, zakładka „Projekty demo i kom CCS”, pola "% WYCHWYTYWANEJ EMISJI CO2" i "UDZIAŁ% CO2 I INNYCH GAZÓW W STRUMIENIU"** oraz zakładka „**Gazy po wychwycie**”, gdzie zestawiono w formie tabelarycznej informacje na temat udziału poszczególnych gazów w wychwytywanym strumieniu dla 19 dużych projektów CCS).

Ponadto przedyskutowano, jak globalne wartości redukcji emisji dwutlenku węgla związanych z funkcjonowaniem instalacji CCS (obecnie działających i planowanych) mają się do globalnych emisji antropogenicznych oraz naturalnych emisji odnotowanych obecnie i w przeszłości geologicznej. Przeanalizowano, na ile redukcje emisji związane z obecnym i przyszłym (na ewentualnie znacznie większą skalę) zastosowaniem technologii CCS są w takim przypadku znaczące i istotne. Scharakteryzowano na potrzeby tej dyskusji epizody „globalnego ocieplenia” w przeszłości geologicznej jako analogi obecnych zmian klimatu, co do których jako przyczynę postuluje się (w istotnej części) działalność człowieka.

Ilości wychwytywanego (przewidzianego do wychwytywania) CO₂ w projektach CCS

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

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

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

CEL ZATŁACZANIA I ŹRÓDŁO CO ₂	ILOŚĆ PROJEKTÓW	ILOŚĆ CO ₂ mln t/ROK
EOR i oczyszczanie gazu	7	19,35
EOR i inne procesy przemysłowe	7	8,35
EOR i elektrownia	1	1,40
Sczerpane złoża gazu i oczyszczanie gazu	1	2,10
Formacje solankowe i oczyszczanie gazu	3	5,25
Formacje solankowe i procesy przemysłowe	2	2,20
Formacje solankowe & EOR i elektrownia	1	1,00
RAZEM	22	39,65

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Stąd można powiedzieć, że w przypadku instalacji energetycznych (wychwyty przed i po spalaniu) zdecydowanie przeważa dwutlenek węgla (zwłaszcza przy wychwytych po spalaniu), a główną domieszkę stanowi azot. W przypadku instalacji do produkcji paliw syntetycznych najpoważniejszą domieszkę stanowi metan, następnie siarkowodór i tlenek węgla. Strumień z instalacji do produkcji wodoru charakteryzuje się zdecydowaną przewagą dwutlenku węgla, a domieszkami są tu azot, wodór, metan i tlenek węgla. W przypadku zakładów chemicznych, w tym produkcji nawozów sztucznych, zawartość dwutlenku węgla w wychwytywanym strumieniu jest również wysoka, a domieszki stanowią azot, metan, tlenek węgla i wodór. Strumień z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego zawiera, w rozmaitych proporcjach, dwutlenek węgla, siarkowodór i metan oraz ewentualnie niewielkie ilości azotu. Strumień z przykładowej rafinerii ropy naftowej charakteryzuje się wysoką zawartością dwutlenku węgla oraz domieszkami wodoru, tlenu węgla i metanu.

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

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

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

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

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

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

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

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

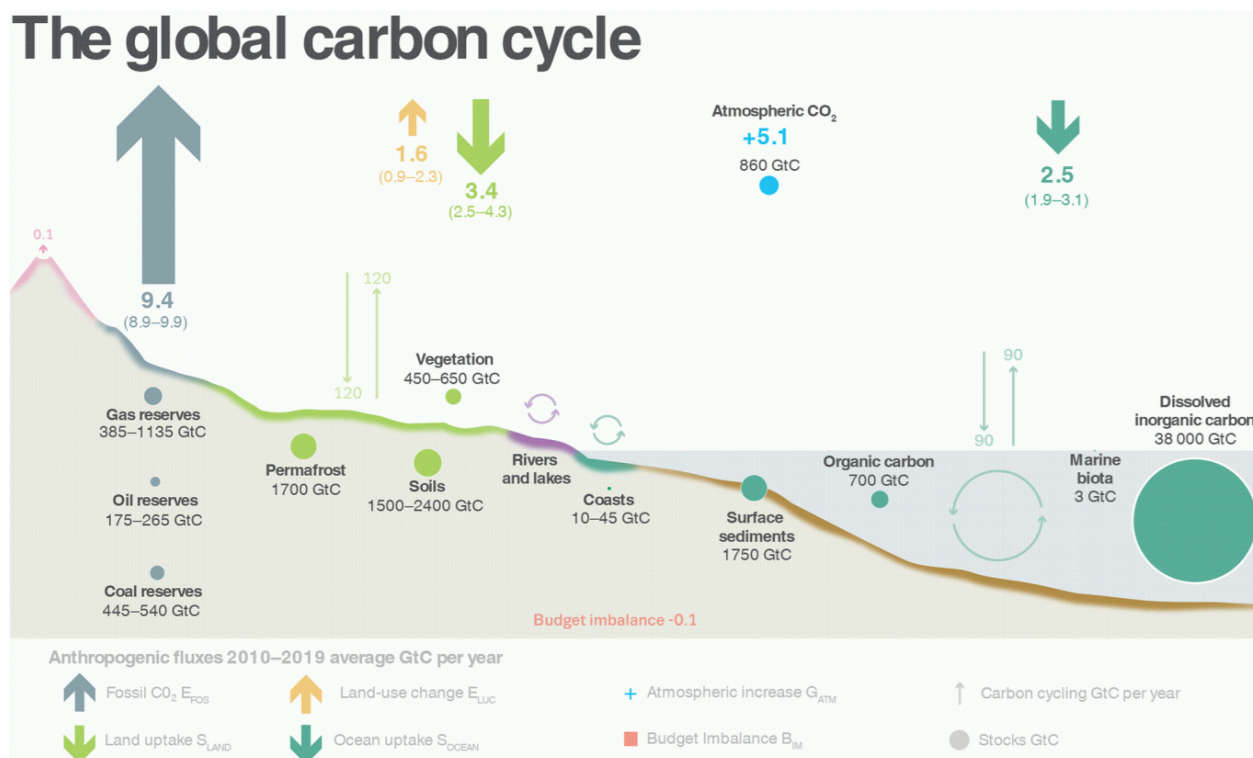
22,7 mln ton CO₂ rocznie, o aktualnych (na rok 2014) zasobach wydobywalnych wynoszących około 400 mld Nm³ gazu (Brock, 2014; Eppink i in., 2014), tzn. prawie 800 mln ton CO₂ (występujący w złożu gaz zawiera głównie dwutlenek węgla). Sąsiadujące z nim złożo Doe Canyon produkuje rocznie około **2,0 mln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

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

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

Obieg węgla w przyrodzie

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



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

Natomiast emisje antropogeniczne ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych wynoszą blisko 10 GtC/rok, do czego jeszcze należy dodać użytkowanie i zmiany użytkowania ziemi przez człowieka (wycinanie lasów i zalesianie, rolnictwo) – emisje netto rzędu 1,6 GtC/rok. Autorzy raportu (Friedlingstein et al., 2020) szacują, że w skali dekady około połowy antropogenicznego dwutlenku węgla może być pochłaniane przez ekosystemy lądowe i morskie (oraz inne procesy zachodzące w przyrodzie), natomiast przyroda nie jest w stanie wchłonąć, przynajmniej w perspektywie krótkoterminowej, całości emisji antropogenicznych, co powoduje, że aktualnie zawartość dwutlenku węgla wzrasta o ok. 0,6%/rok (o ok. 5,1 GtC/rok, czyli o ponad 18,5 Gt CO₂ rocznie). Emisja z wulkanów jest szacowana na ok. 0,1 GtC/rok, czyli jest o dwa rzędy wielkości mniejsza od emisji antropogenicznych. Wynika to z faktu, że epoka geologiczna, w której żyjemy charakteryzuje się relatywnie niską aktywnością geologiczną, ale jak to będzie omawiane dalej, bywały okresy w przeszłości geologicznej, gdy aktywność ta była znacznie wyższa. Natomiast w biosferze, hydrosferze i górotworze są zmagazynowane daleko większe ilości pierwiastka węgla (**Rys. 2.1**).

Porównanie skali i przedziałów czasowych występujących w epizodach naturalnych emisji CO₂ w przeszłości geologicznej z emisją antropogeniczną od początku ery przemysłowej i emisją wychwytywaną przez instalacje CCS

Zmiany stężeń dwutlenku węgla i temperatur w geologicznej przeszłości

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

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

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

Toarckie oceaniczne wydarzenie anoksyczne (TOAE)

W tym okresie nastąpiła raptowna zmiana klimatu na znacznie cieplejszy i wilgotniejszy po wcześniejszej stosunkowo chłodnej fazie późnego plienubachu i najwcześniejszego toarku. Tłem i czynnikiem spustowym całego procesu uwalniania gazów cieplarnianych i generalnych zmian klimatu we wczesnym toarku była aktywność wulkaniczna w prowincji Karoo-Ferrar w południowej Afryce, południowej części Ameryki Południowej i na Antarktydzie (wtedy jeszcze połączonych). Z kolei te procesy, prowadząc do podniesienia temperatury, powodowały po przekroczeniu określonego jej progu gwałtowną dysocjację metanu z oceanicznych hydratów (klatratów; Jenkyns, 1988; Hesselbo i in., 2000) oraz przyspieszony rozkład materii organicznej na lądach (Pieńkowski i in., 2016), co spowodowało emisję gazów cieplarnianych szacowaną na 5000 gigaton ekwiwalentu węgla (GtC; około 17 500 Gt CO₂) (Hesselbo i in., 2000, Beerling i in., 2002 - choć ostatnio sugeruje się znacznie wyższe wartości), natomiast z rozkładu materii lądowej z samego otoczenia basenu polskiego mogło się uwolnić w ciągu c. 600 000 lat trwania TOAE (a raczej

ułamka tego przedziału, gdyż nie musiał to być proces ciągły, lecz najprawdopodobniej cykliczny) do 700 GtC (Pieńkowski i in., 2016). Stworzyło to samonapędzający się mechanizm gwałtownego globalnego ocieplenia (Dera i Donnadieu, 2012). Ponadto potwierdzono w systemie atmosferycznym cykliczny charakter zmian $\delta^{13}\text{C}$ (i temperatur) spowodowany gwałtownymi, synchronicznymi ekspulsjami lekkiego izotopu węgla do wód oceanicznych i do atmosfery. Ekspulsje te można korelować z cyklami orbitalnymi o częstotliwości około 100 000 lat (ekspulsje mogły trwać znacznie krócej niż poszczególne cykle – 100 000 lat odpowiada rozdzielczości stosowanych metod w tym okresie przeszłości geologicznej), było takich cykli 5 w czasie występowania całego zaburzenia cyklu węglowego (ok. 500 000 – 600 000 lat). Cykl 100 000 lat wiąże się z dominującym tzw. cyklem ekscentryczności orbity Ziemi. Mechanizm powtarzalnych zmian klimatu polegał na cyklicznej, szczególnie wzmożonej degazyfikacji hydratów (klatratów) metanu den oceanicznych i rozkładem materii organicznej na łądach. Drugorzędne znaczenie mogły mieć zmiany układu prądów oceanicznych. Wykazano także związek cykli węglowych (klimatycznych) z narastającą frekwencją wilgocio- i ciepłolubnej roślinności (Hesselbo i Pieńkowski, 2011). Zmiany temperatury wiązały się też z transgresjami morza – początkowo mogło być to związane z topnieniem lodów przy biegunach, a potem z ciepłą rozszerzalnością wody. Potwierdzono korelacje zinterpretowanych zmian poziomu morza (Pieńkowski, 2004) z fluktuacjami cyklu węglowego i klimatu (Hesselbo i Pieńkowski, 2011; Pieńkowski i in., 2020).

Dodatkowo, identyfikacja cykli geochemicznych pozwoliła uzyskać wysoką rozdzielczość chronostratygraficzną (co 100 000 lat) utworów, których dotychczasowa biostratygrafia była wysoce nieprecyzyjna. Korelacje geochemiczno-klimatyczno-eustatyczne w Polsce mają fundamentalne znaczenie dla ew. składowania dwutlenku węgla w strukturach geologicznych, gdyż dowodzą izochroniczności i tym samym integralności litostratygraficznej (przestrzennej rozciągłości litologicznej) najważniejszej mułowcowej formacji uszczelniającej głównego dolnojurajskiego systemu sekwestracyjnego w Polsce (formacji ciechocińskiej). Tym samym, stanowią argument wskazujący na bezpieczeństwo metody CCS (Pieńkowski, 2015).

Paleoceńsko–eocieńskie optimum klimatyczne

Paleoceńsko–eocieńskie optimum klimatyczne (ang. „Palaeocene–Eocene Thermal Maximum”, w skrócie PETM) jest jednym z najbardziej znanych kryzysów cieplarnianych w historii geologicznej, w trakcie którego doszło do podniesienia średniej temperatury na Ziemi o 4-7°C (zależnie o szacunków; Dunkley Jones i in., 2013; Schmidt i Frank, 2019). Wiązane jest ono z gwałtowną emisją gazów cieplarnianych (CO_2 , CH_4) do atmosfery na skutek: działalności wulkanicznej (Svensen i in., 2004; Storey i in., 2007; Gutjahr i in., 2017),

rozkładu podmorskich klatratów metanu (Dickens i in., 1995; Matsumoto, 1995), rozkładu lądowej materii organicznej (Kurtz, i in., 2003; De Conto i in., 2012) lub uderzenia bolidu pozaziemskiego (Kent i in., 2003; Cramer i Kent, 2005; Schaller i in., 2016). Niezależnie od źródła gazów cieplarnianych obliczenia przeprowadzone w oparciu o zmiany składu izotopowego węgla w profilach osadowych, notowane zmiany temperatur wód oceanicznych i wskaźniki poziomu CO₂ w atmosferze wskazują na bardzo szybkie, w skali czasu geologicznego, uwolnienie dużych ilości węgla do atmosfery, w trakcie PETM.

Okres wytworzenia się tzw. negatywnego wydarzenia węglowego (obniżenia udziału izotopu węgla ¹³C), utożsamiany z nadejściem PETM, szacowany jest jednak dość różnie, w skali czasu bezwzględnego, od ok. 750 do ok. 30 000 lat, przy czym najnowsze szacunki mówią o przedziale czasowym raczej nieprzekraczającym 5 000 lat (Röhl i in., 2007; Murphy i in., 2010; Wright i Schaller, 2013; Turner i Ridgwell, 2016; Schmidt i Frank, 2019), zaś całość PETM, do okresu powrotu do niższego poziomu gazów cieplarnianych i chłodniejszych warunków klimatycznych na około 170 000 lat (Röhl i in., 2007; Wright i Schaller, 2013). Chociaż długość okresu początkowego PETM i przejścia od klimatu chłodniejszego do maksimum ocieplenia warunkuje szacowaną wielkość rocznej emisji węgla do atmosfery, z uwagi na długi okres retencji CO₂ w układzie atmosfera-hydrosfera, w wielu rozważaniach naukowych i modelach klimatycznych przyjmuje się tzw. „emisję punktową”. Należy zaznaczyć, że w najnowszych pracach (Wright i Schaller, 2013; Turner i Ridgwell, 2016) autorzy przyjmują również coraz krótszy okres nadejścia PETM tj. nawet ok. 1000 lat.

Rozważania oparte na zaburzeniach obiegu węgla, notowanych w zapisie izotopowym materii organicznej i morskich węglanów oraz modelowania klimatyczne wskazują, że PETM rozpoczęło się wraz z emisją do atmosfery od ok. 3 000 do ok. 10 000 Gt węgla (Wright i Schaller, 2013; Zeebe i in., 2009; Meissner i in., 2014). Emisja ta spowodowała prawdopodobnie dodatkowe, wtórne emisje gazów cieplarnianych na skutek sprzężeń zwrotnych istniejących na Ziemi. Zakłada się również, że spowodowała ona wzrost (przynajmniej o połowę) zawartości CO₂ w atmosferze, od początkowej wartości, która jest na ogół przyjmowana jako 500–1000 ppm (Zeebe i in., 2009; Meissner i in., 2014), do nawet powyżej 1500 ppm. Należy jednak zaznaczyć, że niektórzy autorzy sugerują możliwość wystąpienia PETM przy dużo niższej zawartości CO₂ w atmosferze, rzędu zaledwie 1000 ppm (Cui i Schubert, 2017). Aczkolwiek Gutjahr i in. (2017) uważają, że emisja węgla w trakcie PETM może być niedoszacowana na skutek dopływu ciężkiego izotopowo węgla pochodzenia wulkanicznego, który słabiej się zaznacza w osadowych profilach izotopowych. Interesujący jest fakt, że generalnie przyjmowana wielkość emisji węgla w trakcie tego wydarzenia, może zostać osiągnięta na skutek spalania paliw kopalnych przez człowieka

przez najbliższe 250-950 lat, przy zachowaniu obecnego poziomu emisji (w praktyce w okresie znacznie krótszym, gdyż działalność ta może przyczynić się do uwolnienia węgla z hydratów (klatratów) metanu, co wzmoże efekt cieplarniany).

Z kolei sumaryczny przedział czasowy epizodu związanego ze spalaniem (i stosowaniem) paliw kopalnych przez naszą cywilizację technologiczną byłby w takim przypadku porównywalny z długością minimalnego szacowanego okresu trwania negatywnego wydarzenia węglowego zapoczątkowującego PETM.

Wnioski

Emisja rzędu 3 000 GtC przy utrzymującym się obecnie tempie emisji węgla ze spalania paliw kopalnych (i innych procesów przemysłowych) przez człowieka (ok. 10 GtC/rok = około 35 Gt CO₂/rok; Friedlingstein i in., 2020) może zostać osiągnięta w czasie najbliższych 300 lat (lub krótszym, jeśli tempo emisji wzrośnie; nie uwzględnia to dotychczasowych emisji - od początku ery przemysłowej) i jest możliwa do uzyskania z udokumentowanych i prognostycznych zasobów paliw kopalnych. Warto również zaznaczyć, że notowany gwałtowny, w skali geologicznej, wzrost zawartości CO₂ w atmosferze od ok. 277 ppm w 1750 r., w okresie pre-industrialnym (Joos i Spahni, 2008), do 405 ppm w 2018 r. (Dlugokencky i Tans, 2018) może odpowiadać antropogenicznej emisji dwutlenku węgla od początku ery przemysłowej (spalanie paliw kopalnych i inne procesy przemysłowe oraz użytkowanie i zmiany użytkowania ziemi), w sumie rzędu 2000 Gt CO₂ (około 570 GtC). Z kolei emisja wychwytywana (lub przewidziana do wychwytywania w najbliższych latach) przez instalacje CCS jest rzędu 0,04-0,22 Gt rocznie (patrz wyżej – początek rozdziału 2.1), co jest na razie bardzo małą wielkością w porównaniu z aktualną globalną emisją antropogeniczną ze spalania paliw kopalnych i innych procesów przemysłowych (ponad 35 Gt CO₂/rok; Friedlingstein i in., 2020). Natomiast aktualna globalna roczna emisja antropogeniczna jest zapewne tego samego rzędu wielkości co naturalne emisje, jakie wiązały się z epizodami gwałtownego (w skali geologicznej) uwalniania się dwutlenku węgla w okresie PETM i być może TOAE, z tym że szacowane dla nich przedziały czasowe trwania wydarzeń węglowych i sumaryczne wielkości emisji obarczone są znaczną dozą niepewności. W epizodach tych efekt cieplarniany związany był w istotnej części z rozkładem oceanicznych hydratów (klatratów) metanu, przy czym metan był następnie utleniany do dwutlenku węgla. Jeśli działalność człowieka przyczyni się do uwolnienia węgla z hydratów (klatratów) metanu to może to spowodować w nieodległej przyszłości kolejny epizod supercieplarniany, na miarę PETM i TOAE.

Podsumowanie

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

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

Projekty CO₂-EOR wykorzystujące dwutlenek węgla wydobywany z naturalnych „składowisk” (złóż) nie przyczyniają się bezpośrednio do ograniczania emisji dwutlenku węgla na świecie – zostały one scharakteryzowane z uwagi na fakt, że doświadczenia wyływające z ich realizacji i częściowo także wybudowana dla nich infrastruktura przesyłowa (w Ameryce Północnej) zostały wykorzystane w projektach CCS/CCUS wykorzystujących dwutlenek węgla otrzymany ze spalania paliw kopalnych oraz innych procesów przemysłowych.

Natomiast jeśli chodzi o skuteczność i przydatność technologii CCS w zakresie ograniczania antropogenicznych emisji dwutlenku węgla na świecie to, jak wspomniano wyżej, w ramach wszystkich aktualnie funkcjonujących projektów CCS na świecie wychwytywane jest lub możliwe do wychwytywania maksymalnie około 40 mln ton CO₂ rocznie (wartość maksymalna odnosi się do instalacji przemysłowych pracujących z pełną mocą, co na ogół nie zdarza się w przypadku wszystkich instalacji naraz). Jeśli dodamy do tego instalacje znajdujące się aktualnie w fazie uruchomienia, budowy/realizacji oraz prac studialnych to otrzymamy kolejne 120-180 mln ton CO₂ rocznie (zakres wartości wynika z faktu, że dla niektórych projektów podawane są przedziały odnoszące się do ich dalszej rozbudowy).

Według najnowszego raportu Global CCS Institute - [Global Status of CCS, 2020](#), aktualna emisja antropogeniczna dwutlenku węgla na świecie związana ze spalaniem paliw kopalnych i innymi procesami przemysłowymi wynosi ponad **35 Gt CO₂/rok**, a wraz z emisjami netto z użytkowania i zmian użytkowania ziemi około **41 Gt CO₂/rok**, co daje około **5%** naturalnego obiegu dwutlenku węgla, z czego jedynie około połowy może być obecnie wchłonięte przez naturalne procesy przyrodnicze (Friedlingstein i in., 2020). Natomiast całkowita emisja dwutlenku węgla od początku ery przemysłowej to ponad **2 000 Gt**, zaś omawiane wyżej epizody supercieplarniane w przeszłości geologicznej wiązały się z uwolnieniem ekwiwalentu **10 500 – 35 000 Gt ton CO₂**, przy czym najistotniejszym czynnikiem było w nich uwolnienie węgla z hydratów (klatratów) metanu.

Biorąc pod uwagę powyższe informacje, można oszacować, że wszystkie projekty CCS/CCUS, które funkcjonują obecnie oraz mogą zacząć funkcjonować w najbliższych latach, mogą przyczynić się do redukcji antropogenicznych emisji CO₂ na świecie o wielkość najwyżej **0,6%**, a więc ich przydatność i skuteczność w zakresie ograniczenia emisji CO₂ wydaje się w tej chwili znikoma. Aby ten udział był znaczący, niezbędne byłoby funkcjonowanie na świecie nie dziesiątek, ale setek lub nawet tysięcy dużych instalacji CCS/CCUS.

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

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

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

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