



Państwowy Instytut Geologiczny  
Państwowy Instytut Badawczy

Państwowa służba geologiczna  
Państwowa służba hydrogeologiczna

## **ZADANIE KAPS CO<sub>2</sub>: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)**



**Warszawa 2017**

# **ZADANIE KAPS CO2: MONITOROWANIE STATUSU PROJEKTÓW CCS (2015-2017 R)**

## **WYKONAWCY**

dr inż. Adam Wójcicki (główny wykonawca, koordynator)  
mgr inż. Teresa Adamczak-Biały  
mgr Jolanta Duczmańska-Kłonowska  
dr Anna Feldman-Olszewska  
dr Maciej Kłonowski  
dr inż. Marcin Słodkowski

**WARSZAWA 2017**

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

### 4.1 Sprawozdanie

W ramach tego zadania przeanalizowano koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS.

Orientacyjne koszty stosowania technologii CCS (wychwytu, transportu, składowania) dla różnych typów i opcji dużych projektów (składowanie na lądzie, pod dnem morza, składowanie w poziomach solankowych i szcerpanych złożach węglowodorów) zawarte są w publikacjach ZEP (ZEP, 2011a,b,c,d). Jednakże wielkości zamieszczone w tych opracowaniach są bardzo przybliżone (a koszty dla poszczególnych elementów pełnego łańcucha CCS i różnych typów projektów podane są w postaci dość szerokich przedziałów), a szacunki pochodzą sprzed ponad 5 lat.

Bardziej konkretne informacje na temat kosztów pełnego łańcucha CCS dostępne są w opracowaniach dotyczących projektów demonstracyjnych UE finansowanych ze środków programów EEPR (6 projektów na terenie krajów UE, w tym np. PGE Bełchatów – prezentacja PGE z 2011 roku, dostępna na stronie [www Procesy Inwestycyjne](#) – nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne przez okres 10 lat dają kwoty rzędu **1-1,5 mld euro** oraz anulowany projekt niemiecki Vattenfall Jämschwalde – CCSNetwork.eu, 2012 – koszt rzędu **1,5 mld euro**) i NER300 (projekt ROAD, Holandia – Huizeling & van der Weijde, 2011, strona [www MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) – całkowity koszt około **1,2 mld euro**). Koszty globalne (lub wyliczone na tonę wychwytywanego i składowanego CO<sub>2</sub>, względnie unikniętych emisji, tzn. poprzedniej wielkości pomniejszonej o emisję CO<sub>2</sub> związane z funkcjonowaniem pełnego łańcucha CCS) innych projektów, w szczególności tych realizowanych oraz będących w trakcie uruchamiania (głównie USA i Kanada) dostępne są w doniesieniach prasowych/stronach [www dotyczących CCS](#) (np. strona [www MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](#) oraz strona [Zero Emission Resource Organisation](#)). Ponadto w Polsce w ciągu ostatnich kilku lat (od momentu gdy dyrektywa w sprawie geologicznego składowania dwutlenku węgla weszła w życie i była następnie wdrażana do prawa polskiego) firmy energetyczne planujące budowę nowych bloków energetycznych przedstawiały, jako załączniki do raportów oddziaływania na

środowisko, wstępne studia wykonalności dla instalacji wychwytu, transportu i składowania dwutlenku węgla (nazywane ostatnio przeglądami ekologicznymi; np. przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole: [Strona STE Silesia zawierająca raport środowiskowy \(i technologiczny, jako aneks do tegoż raportu\)/przegląd ekologiczny dot. budowy bloków 5 i 6 Elektrowni Opole](#)), zawierający wstępne szacunki kosztów tych przedsięwzięć. Koszty przykładowych projektów CCUS obejmujących wspomaganie wydobycia węglowodorów były szacowane w ramach zamówionego przez Ministerstwo Środowiska tematu "Program wspomaganie wydobycia ropy naftowej i gazu ziemnego z krajowych złóż węglowodorów przy zastosowaniu podziemnego zatłaczania CO<sub>2</sub>" (2011-2012; INiG & PIG-PIB; Lubaś i in., 2015).

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

Generalnie można stwierdzić, że w ramach pełnego łańcucha CCS najpoważniejszą pozycję kosztów globalnych (nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych) stanowi wychwyt i sprężanie dwutlenku węgla pochodzącego z instalacji energetycznych lub procesów przemysłowych (rzędu **80-85%**; zakres około 37-58 €/tCO<sub>2</sub>, zależnie od wielkości instalacji – im większa instalacja tym koszt jednostkowy niższy, oraz stosowanej technologii, dla elektrowni opalanych węglem – wariant bazowy wg ZEP, 2011b; Irlam, 2017 – podaje dla warunków typowych dla USA zakres około 59-85 \$/tCO<sub>2</sub> (~50-72 €/t) dla instalacji demonstracyjnych (*First Of A Kind*) opalanych węglem i wartość 77 \$/tCO<sub>2</sub> (~65 €/t) dla analogicznej instalacji opalanej gazem, oraz zbliżone do tych ostatnich wartości dla Polski – **63-75 \$/tCO<sub>2</sub> (54-64 €/t)** i **80 \$/tCO<sub>2</sub> (68 €/t)**). Koszty transportu są najczęściej rzędu **10%** (zakres **2-10 €/tCO<sub>2</sub>**; najniższe wartości dla zintegrowanych sieci rurociągów na lądzie, najwyższe dla pojedynczego rurociągu na dnie morza, im dłuższy rurociąg tym koszt wyższy; w przypadku transportu statkami 10-15 €/t; ZEP, 2011c), a koszty składowania rzędu **10-15% (1-20 €/tCO<sub>2</sub>**; niższe dla składowisk na lądzie niż na morzu, niższe dla sczerpanych złóż węglowodorów niż dla struktur solankowych o tej samej wielkości, im większe składowisko tym koszt jednostkowy niższy; obejmują one też opłaty/podatki za składowanie, zależnie od zapisów prawnych obowiązujących w danym kraju; ZEP, 2011d). Najnowsze szacunki łącznych kosztów transportu i składowania w warunkach typowych dla USA to **7-12 \$/tCO<sub>2</sub>** na lądzie i **16-37 \$/t** na morzu, a więc nie odbiegają one zbytnio od szacunków ZEP (2011c,d).

Najistotniejszy wpływ na koszty projektów CCS wykorzystujących antropogeniczny CO<sub>2</sub> pochodzący ze spalania paliw kopalnych i procesów przemysłowych mogą mieć postępy w rozwoju technologii wychwytu dwutlenku węgla, zwłaszcza w instalacjach energetycznych (jeśli porówna się szacunki ZEP, 2011b i Irlam, 2017 to widać, że nowsze koszty są wyraźnie wyższe od wcześniejszych i w ostatnich latach w zasadzie nie było postępów jeśli chodzi o obniżkę kosztów tych technologii, a wcześniejsze szacunki były zbyt optymistyczne) oraz w produkcji stali i cementu. Technologie stosowane przy transporcie i składowaniu CO<sub>2</sub> to generalnie technologie dojrzałe, sprawdzone w przemyśle naftowym (nie mówimy tu o ryzyku geologicznym składowania) i stąd nie należy się spodziewać znaczących redukcji ich kosztów jednostkowych w najbliższej przyszłości.

W krajach UE (jak podano w rozdziale 1.1, w krajach członkowskich UE nie ma dotąd dużych, funkcjonujących projektów CCS, w Europie projekty takie funkcjonują w Norwegii – kraju stowarzyszonym z UE) możemy generalnie podać jako przychody projektów CCS wpływy z uprawnień od unikniętych emisji CO<sub>2</sub>. Ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w ramach Europejskiego Systemu Handlu Emisjami (EU ETS) są aktualnie rzędu **7-8 euro/tCO<sub>2</sub>** (strona www [Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami](#)), a więc **sa o rzad wielkości mniejsze** od globalnych kosztów CCS. Dlatego też realizacja projektów CCS jest niemożliwa bez znaczącego, dodatkowego dofinansowania. Tego rodzaju rozwiązania (handel uprawnieniami do emisji) nie są stosowane przez innych wielkich emitentów CO<sub>2</sub> na świecie (jak USA czy Chiny). Specjalny przypadek stanowi Norwegia, która jest objęta EU ETS, a ponadto od 1991 roku stosuje podatek od emisji (ucieczki) CO<sub>2</sub> przy wydobyciu węglowodorów (McCoy, 2014) wynoszący 1 NOK/Nm<sup>3</sup> CO<sub>2</sub> (Gavenas i in., 2015) czyli około **54 euro/tCO<sub>2</sub>**. W rezultacie projekty Sleipner i Snøhvit, eliminujące emisje CO<sub>2</sub> przy wydobyciu (i oczyszczaniu) gazu ziemnego, są zasadne ekonomicznie.

Osobne zagadnienie stanowią projekty (CCUS) ze składowaniem w (nie do końca) sčerpanych złożach węglowodorów, ze wspomaganie wydobycia ropy przez zatłaczanie CO<sub>2</sub> (CO<sub>2</sub>-EOR), gdzie dopiero po zakończeniu produkcji węglowodorów możemy mówić o permanentnym składowaniu dwutlenku węgla (patrz rozdział 1.1 oraz 3.1). Technologia ta jest stosowana na skalę przemysłową głównie w USA, gdzie większość CO<sub>2</sub> wykorzystywanego do wspomaganie wydobycia ropy naftowej pochodzi z naturalnych „składowisk” – złóż dwutlenku węgla (Wallace i in., 2015). Aktualny średni koszt pozyskania CO<sub>2</sub> z tych złóż (wraz z marżą operatora „składowiska”) wynosi około **20 \$/t** (Eppink i in., 2014; czyli **~17 euro/tCO<sub>2</sub>**), zaś średnia cena CO<sub>2</sub> dostarczanego przez operatora rurociągu do złoża ropy jest szacowana na **25 \$/t** (Wallace i in., 2015; czyli **~21 euro/tCO<sub>2</sub>**), tzn. koszty transportu i sprężania dwutlenku węgla wpuszczanego w rurociąg są rzędu **5 \$/tCO<sub>2</sub>** (koszty

składowania są tego samego rzędu wielkości, tzn. **3-6 \$/tCO<sub>2</sub>**; Irlam, 2017; złoża ropy są zlokalizowane na lądzie). Antropogeniczny CO<sub>2</sub> wykorzystywany do wspomaganie wydobycia ropy naftowej w Ameryce Północnej pochodzi w większości z instalacji do oczyszczania gazu ziemnego (np. Terrell Natural Gas Processing Plant, USA; Shute Creek Gas Processing Plant, USA; Lost Cabin Gas Plant) i gazyfikacji węgla (np. Great Plains Synfuels Plant and Weyburn-Midale, Kanada). Koszty wychwytu i sprężania CO<sub>2</sub> w tych instalacjach są analogiczne jak w przypadku pozyskiwania ze złóż dwutlenku węgla, tzn. rzędu **20 \$/t** (Irlam, 2017; strona www [MIT Carbon Capture & Sequestration Technologies Program](http://www.mit.edu/~carboncapture/)), podobnie jak koszty transportu i składowania. Oznacza to, że projekty CO<sub>2</sub>-EOR są generalnie zasadne ekonomicznie, ponieważ po stronie przychodów mają dodatkową, znaczącą produkcję ropy naftowej, przy relatywnie niskiej cenie CO<sub>2</sub> wykorzystywanego do wspomaganie wydobycia ropy (oczywiście zależy to też od aktualnej ceny rynkowej ropy).

Powyższe rozważania obejmują koszty wychwytu, transportu i składowania CO<sub>2</sub> dla typowych dużych projektów CCS/CCUS. Na podstawie omawianych powyżej informacji zestawiono orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS (Tabela 4.1), dla szeregu wariantów/scenariuszy, jakie mogłyby być ewentualnie realizowane w warunkach polskich, dla różnych opcji składowania. Odpowiadające tym wariantom szczegółowe scenariusze dla przykładowych (względnie) dużych projektów CCS/CCUS w warunkach polskich omawiane są w następnym rozdziale (5.1).

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

**Tabela 4.1** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów demonstracyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO <sub>2</sub> ) / Koszty	Wychwył [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity [mld euro]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	54	2-5	2-5	8,55 ÷ 9,60
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	57	3-6	3-6	4,73 ÷ 5,18
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	60	4-8	4-8	2,04 ÷ 2,28
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	64	8-20	8-20	0,80 ÷ 1,04

**Tabela 4.2** Orientacyjne koszty pełnego łańcucha CCS dla projektów komercyjnych obejmujących instalacje energetyczne opalane węglem, transport CO<sub>2</sub> rurociągami oraz składowanie w różnych typach struktur geologicznych.

Wariant składowania (ilość zatłoczonego CO <sub>2</sub> ) / Koszty	Wychwył [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Transport [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Składowanie [euro/tCO <sub>2</sub> ]	Koszt całkowity [mld euro]
1. Poziomy solankowe na lądzie (150 Mt)	38	2-5	2-5	6,15 ÷ 7,20
2. Złoże gazu na lądzie (75 Mt)	40	3-6	3-6	3,46 ÷ 3,91
3. Złoże ropy na lądzie (30 Mt)	42	4-8	4-8	1,50 ÷ 1,74
4. Złoże ropy na morzu (10 Mt)	45	8-20	8-20	0,61 ÷ 0,85