



Barbara ULIASZ-MISIAK*, Radosław TARKOWSKI**

Koszty geologicznego składowania CO₂

Streszczenie: Koszty geologicznego składowania CO₂ obejmują trzy kluczowe elementy tej technologii: wychwytywanie (w tym sprężanie gazu), transport oraz składowanie. Uzależnione są od licznych czynników: ilości składowanego gazu, technologii wychwytywania, odległości źródła emisji od miejsca składowania, lokalizacji miejsca składowania, kosztów instalacji zatłaczania, charakterystyki zbiornika, zagospodarowania terenu i innych. Spośród trzech etapów wychwytywania, transportu i składowania, pierwszy z nich jest najbardziej kapitałochłonny. Wysokie koszty wychwytywania CO₂ są dziś główną przeszkodą wprowadzenia geologicznego składowania dwutlenku węgla.

Na podstawie literatury przedstawiono koszty wszystkich trzech etapów geologicznego składowania dwutlenku węgla. Scharakteryzowano koszty wychwytywania CO₂ dla elektrowni i procesów przemysłowych, koszty sprężania i transportu, rurociągami i drogą morską, koszty składowania geologicznego oraz koszty całego systemu CCS (*Carbon Dioxide and Storage*).

Podkreślono, że komercyjne działania związane z każdym z zasadniczych elementów CCS dostarczają podstaw dla oszacowania kosztów bieżących, jednak wielkość tych kosztów w przyszłości jest trudno przewidywalna.

W ramach projektu EU GeoCapacity sporządzono model ekonomiczny dla przypadku składowania CO₂ w strukturze Dzierżanowa z jednej z elektrociepłowni zlokalizowanej na terenie Warszawy. Rozważano jedno źródło emisji i jedno miejsce składowania dwutlenku węgla. Przy założeniu zatłaczania CO₂ do struktury Dzierżanowa dwoma otworami z wydatkiem 1 Mt CO₂/rok przez czas życia systemu sekwestracyjnego (30 lat) zostanie zatłoczone 51,98 Mt gazu. Antyklina zostanie wypełniona w 19,99% dwutlenkiem węgla. Największe oszacowane koszty związane są z wychwytywaniem dwutlenku węgla – 675 mln Euro, niższe ze sprężaniem – 61,27 mln Euro, ze składowaniem – 7,87 mln Euro, a najniższe z transportem – 2,24 mln Euro.

Słowa kluczowe: składowanie CO₂, wychwytywanie, koszty, projekt EU GeoCapacity

Costs of CO₂ geological storage and an exemplary analysis for a given emitter

Abstract: CO₂ geological storage costs cover three key constituents of CCS technology: gas capture (and compression), transportation and storage. The costs depend on different factors as: gas amount, applied capture

* Dr inż., ** Doc. dr hab. inż., Zakład Geotechnologii, Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków.

technology, distance between emission source and storage site, location of the storage site, injection installation costs, reservoir characteristics, land development plan and many others. Amongst the three stages: capture, transportation and storage, the first one is the most capital-intensive. Carbon dioxide capturing high costs hinder the most introducing geological storage of carbon dioxide.

Basing on literature knowledge there were presented costs of all three stages of geological carbon dioxide storage. There were characterized costs of CO₂ capture for power plants and other industrial processes, costs of compression and transportation, by pipelines and gas carriers, costs of geological storage and total costs of a CCS (*Carbon Dioxide and Storage*) system.

It was stressed that commercial activities involving every principle CCS constituent bring base to estimate present costs, however forecasting on costs in future is mercurial.

Within frames of the EU GeoCapacity Project there was elaborated an economic model of CO₂ storage process within the Dzierżanowo structure for a combined heat and power plant of the Warsaw area. A single emission source was considered, as well as a single carbon dioxide storage location. Allowing CO₂ injecting into the Dzierżanowo structure through two wells of productivity estimated at 1 Mt CO₂ per year, for all the sequestration installation lifetime (30 years) 51.98 Mt of CO₂ would be injected. The anticline would be filled with carbon dioxide in 19.99%. Top estimated costs involve carbon dioxide capturing 675 mln Euro, compression involves less 61.27 mln Euro, storage involves less 7.87 mln Euro, transportation involves the least 2.24 mln Euro.

Key words: CO₂ storage, capture, costs, EU GeoCapacity project

Wprowadzenie

Składowanie CO₂ w głębokich strukturach geologicznych jest rozważane jako jedna z możliwości ograniczenia emisji CO₂ do atmosfery (Tarkowski 2005; Tarkowski, Uliasz-Misiak 2007). Instalacja zatłaczania CO₂ w celu zwiększenia wydobycia ropy naftowej (CO₂-EOR), instalacje Sleipner na Morzu Północnym oraz Snohvit na Morzu Barentsa pokazują, że zatłaczania tego gazu pod ziemię jest technicznie możliwe. Obecnie opłacalność ekonomiczna przedsięwzięcia jest zasadniczym czynnikiem, który wstrzymuje przed zastosowaniem geologicznego składowania CO₂ na skalę przemysłową. Zmiany w wysokości opłat, kary za przekroczenie emisji CO₂, handel emisjami, wykorzystanie CO₂ do zwiększania wydobycia ropy naftowej, nowe i tańsze technologie oddzielania CO₂ z gazów spalinowych/przemysłowych i inne, uczynią w przyszłości z geologicznego składowania CO₂ przedsięwzięcie opłacalne ekonomicznie, prowadzące do ograniczenia emisji tego gazu do atmosfery.

Koszty geologicznego składowania CO₂ obejmują trzy kluczowe elementy: wychwytywanie (w tym sprężanie gazu), transport oraz składowanie (zawierające koszty monitoringu oraz przychody z działań takich jak dodatkowe wydobycie ropy związane z zatłaczaniem CO₂). Komercyjne działania związane z każdym z zasadniczych elementów *CCS* (*Carbon Capture Storage* – wychwytywanie, transport i składowanie) dostarczają podstaw dla oszacowania kosztów bieżących. W literaturze tego zagadnienia prezentuje się szeroki zakres kosztów zastosowania *CCS* przy produkcji energii z paliw kopalnych i w procesach przemysłowych. Wynika on z tego, że w oszacowaniach uwzględnia się takie czynniki jak: charakterystyka technologiczna elektrowni lub procesu przemysłowego, charakterystyka miejsca składowania oraz odległość i związany z tym transport dwutlenku węgla. Równocześnie wielkość kosztów wychwytywania, transportu i składowania w przyszłości jest trudno przewidywalna. Przyjmuje się, że koszt budowy i działania instalacji wychwytywania i składowania CO₂ obniży się z czasem w wyniku postępu technologicznego.

Koszty geologicznej sekwestracji CO₂ uzależnione są od licznych czynników: ilości składowanego gazu, technologii wychwytywania, odległości źródła emisji od miejsca składowania, lokalizacji miejsca składowania (na lądzie lub pod dnem oceanu), kosztów

instalacji zatłaczania (głównie otworów wiertniczych), charakterystyki zbiornika, zagospodarowanie terenu i inne (Dawid, Herzog 2001; Farla i in. 1995; Hendriks 2004; Herzog 2000; Holloway 2002a; Rakowski 2006; Tarkowski 2005). Wśród trzech etapów geologicznej sekwestracji CO₂ (Tarkowski, Uliasz-Misiak 2007): wychwytywania, transportu i składowania, pierwszy z nich jest najbardziej kapitałochłonny. Wysokie koszty wychwytywania CO₂ są dziś główną przeszkodą wprowadzenia geologicznego składowania dwutlenku węgla. Redukcji kosztów oczekuje się przede wszystkim po stronie wychwytywania i oddzielania CO₂ z gazów spalinowych/przemysłowych. Poza obniżką ceny wychwycenia CO₂ (udoskonalenie istniejących i opracowanie nowych technologii) znaczny postęp techniczny może mieć tutaj istotne znaczenie (Tarkowski 2005).

W Zakładzie Geotechnologii IGSMiE PAN, w ramach badań naukowych w zakresie działalności statutowej w 2008 roku prowadzono prace związane z analizą kosztów CCS oraz oceną ekonomiczną scenariusza źródło-transport-skladowanie dwutlenku węgla. Prace te były realizowane w ramach projektu EU GeoCapacity UE, którego głównym celem była ocena pojemności geologicznego składowania dwutlenku węgla dla krajów Europy środkowej, wschodniej i południowej. W prezentowanym artykule, na podstawie analizy literatury, przedstawiono informacje dotyczące oszacowań kosztów związanych z CCS (jego głównych elementów) oraz własne wyniki analiz kosztów składowania dwutlenku węgla przeprowadzone dla struktury Dzierżanowa w odniesieniu do jednej z elektrociepłowni warszawskich jako emitenta dwutlenku węgla.

1. Koszty wychwytywania CO₂

Celem wychwytywania CO₂ jest odizolowanie tego gazu ze strumienia gazów spalinowych/przemysłowych w formie odpowiedniej dla transportu i składowania. Strumień dwutlenku węgla powinien być czysty, co wpływa na ekonomikę przedsięwzięcia. Składowanie czystego CO₂ umożliwia również lepsze wykorzystanie pojemności struktur geologicznych, w których odbywa się składowanie. Dla ułatwienia transportu, dwutlenek węgla jest upłynniany i sprężany do ciśnienia około 8–12 MPa w celu transportu rurociągami, a do 20 MPa dla transportu morskiego (Hendriks i in. 2004).

Najlepsze miejsca do wychwytywania CO₂ to duże punktowe źródła emisji, takie jak: elektrownie węglowe oparte na kotłach pyłowych (*conventional pulverised stream power plants*), elektrownie spalające gaz ziemny, elektrownie gazowo-węglowe (*coal or natural gas-fired combined cycles*) oraz ogniwa paliwowe (*fuel cells*). Poza elektrowniami jako miejsca wychwytywania CO₂ rozważa się przemysłowe źródła emisji takie jak: cementownie, rafinerie, huty stali i żelaza, zakłady azotowe oraz zakłady przetwarzania gazu ziemnego. Wychwytywanie CO₂ z rozproszonych źródeł emisji, takich jak: indywidualne budynki mieszkalne oraz pojazdy nie jest tutaj uwzględniane i wymaga innych rozwiązań.

1.1. Koszty wychwytywanie CO₂ w elektrowniach

Dla większości dużych źródeł emisji CO₂ (np. elektrowni) koszty wychwytywania CO₂ są największe spośród elementów CCS. Przy obecnie stosowanych technologiach, znaczna

część kosztów wynika z dodatkowych nakładów energetycznych, jakie muszą być poniesione na wychwycenie, osuszenie i sprężanie dwutlenku węgla. Na całkowite koszty wychwytywania CO₂ wpływa duża ilość czynników technicznych i ekonomicznych związanych z miejscem wychwytywania CO₂ (elektrownią lub zakładem przemysłowym), a poszczególne składniki kosztów są bardzo zróżnicowane, nawet w podobnych zakładach.

Większość oszacowań przedstawia koszty działania elektrowni z wychwytywaniem CO₂ w odniesieniu do kosztów działania elektrowni bez wychwytywania, a analizy dotyczą nowobudowanych obiektów. Uważa się, że modernizacja istniejących zakładów i wprowadzenie w nich technologii CCS, może być bardziej kosztowne i powodować większe straty wydajności niż wybudowanie nowych zakładów. Dlatego również dla źródeł przemysłowych oszacowania kosztów oparte są na założeniu, że instalacje wychwytywania CO₂ zostaną wybudowane (Hendriks i in. 2004; Cost... 2005). W raporcie Global... (Hendriks 2004) przedstawiono typowe nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne i eksploatacyjne dla elektrowni, związane z wdrożeniem technologii CCS. Uwzględniono również stratę wydajności z powodu wychwytywania dwutlenku węgla (tab. 1). Przy określonych założeniach (pełne obciążenie roczne – 7500 godzin na rok, wielkość stopy dyskontowej 10%; czas życia 25 lat, koszty paliwa – węgiel 2 Euro/GJ_{L_{VH}}, gaz ziemny 3 Euro/GJ_{L_{VH}}), obliczenia kosztów wykonano dla czterech typów elektrowni o standardowej wielkości 500 MWe

TABELA 1. Koszty wychwycenia CO₂ dla elektrowni z wychwytywaniem i bez wychwytywania dwutlenku węgla (Hendriks i in. 2004)

TABLE 1. Costs for power plants with and without carbon dioxide capture (Hendriks et al. 2004)

Rodzaj zakładu	Technologia wytwarzania energii elektrycznej				
	przed spalaniem		po spalaniu		
	gaz ziemny (NGCC)	węgiel (IGCC)	gaz ziemny (NGCC)	gaz ziemny (para)	węgiel (pył) (PC)
bez wychwytywania					
Sprawność zakładu (brutto) [% LHV]	58,0	47,0	58,0	42,0	42,0
Wskaźnik emisji [kg CO ₂ /kW·h]	0,35	0,72	0,35	0,48	0,81
Koszty energii [Euro/kW·h]	3,1	4,8	3,1	3,8	4,0
z wychwytywaniem					
Sprawność zakładu (brutto) [% LHV]	51,5	42,2	52,0	36,4	33,7
Wskaźnik emisji [kg CO ₂ /kW·h]	0,05	0,09	0,05	0,07	0,12
Straty wydajności zakładu	6,5	4,8	6,0	5,6	8,3
Koszty energii [Euro/kW·h]	4,6	6,4	4,1	5,0	6,0
CO ₂ uniknięty [%]	85	88	85	85	85
Koszty [Euro/Mg CO ₂]	43	26	37	30	29

NGCC – Natural Gas Combined Cycle – technologia bloku gazowo-parowego na gaz ziemny, IGCC – Integrated Gasification Coal Cycle – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, PC – kotły pyłowe

(dla zakładu bez wychwytywania): *NGCC* (przed spalaniem) – *Natural Gas Combined Cycle* – technologia bloku gazowo-parowego na gaz ziemny, *IGCC* (przed spalaniem) – *Integrated Gasification Coal Cycle* – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, konwencjonalna elektrownia oparta na gazie ziemnym (po spalaniu), *PC* (po spalaniu) – kotły pyłowe. Koszty wychwytywania w analizowanych elektrowniach wahały się od 43 Euro/Mg CO₂ dla elektrowni *NGCC* do 26 Euro/Mg CO₂ dla elektrowni *IGCC*. Koszty wytwarzania energii związane z wychwytywaniem wzrosły o 26–33%, a największy wzrost kosztów wytwarzania energii stwierdzono dla elektrowni *NGCC* i z kotłami pyłowymi (około 33%); dla pozostałych typów elektrowni wyniósł on około 24% (tab. 1).

W Raporcie IPCC (Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage 2005) przedstawiono koszty wychwytywania dla nowych elektrowni opalanych paliwami kopalnymi (300–800 MW) działających w oparciu o obecnie stosowane technologie. Przeanalizowano elektrownie oparte na spalaniu węgla lub procesie gazyfikacji. Założono, że do wychwytywania CO₂ zostaną zastosowane aminy, co spowoduje wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej rzędu 40–70% dla nowoczesnych (wysoko wydajnych) elektrowni opalanych węglem oraz nowych elektrowni z technologią bloku gazowo-parowego na gaz ziemny (*NGCC*) (Rakowski 2006). Dla nowych elektrowni z technologią bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa (*IGCC*) zastosowanie wychwytywania CO₂ spowoduje wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej od 20 do 50%. Mniejszy wzrost kosztów dla elektrowni *IGCC* wynika z mniejszych objętości gazu i mniejszego zużycia energii do wychwytywania CO₂, w porównaniu do systemów opartych na spalaniu. Należy zauważyć, że brak doświadczenia w wielkoskalowym wychwytywaniu CO₂ w sektorze energetycznym powoduje, że przedstawione wartości kosztów są obarczone dużą niepewnością. Badania wskazują, że w większości przypadków, zakłady *IGCC* są bardziej kosztowne bez wychwytywania i nieco mniej kosztowne z wychwytywaniem niż zakłady *PC* podobnych rozmiarów wyposażone w system *CCS*. Typowe elektrownie *NGCC* mają niższe koszty wytwarzania energii elektrycznej niż nowe elektrownie oparte na węglu lub bez wychwytywania CO₂. Koszty wytwarzania energii elektrycznej dla każdego z tych systemów mogą zmieniać się znacząco ze względu na zmiany kosztów paliw oraz innych parametrów. Koszty działania *NGCC* są szczególnie wrażliwe na ceny gazu ziemnego, które rosną znacząco w ostatnich latach.

1.2. Koszty wychwytywania CO₂ w zakładach przemysłowych

Dwutlenek węgla na skalę przemysłową można również wychwytywać w procesach przemysłowych. Koszty wychwytywania CO₂ w tych procesach są bardzo zróżnicowane i zależą głównie od stężenia i ciśnienia dwutlenku węgla w gazach przemysłowych (tab. 2). W procesach przemysłowych gdzie emitowany jest względnie czysty strumień CO₂ (np. przetwarzanie gazu ziemnego, produkcja amoniaku, produkcja wodoru), koszt wychwytywania jest znacznie niższy niż wychwytywanie w elektrowniach spalających paliwa kopalne (Tarkowski 2005). W innych procesach przemysłowych, takich jak produkcja cementu lub stali, koszty wychwytywania są podobne do tych w elektrowniach lub wyższe (Hendriks i in. 2004).

TABELA 2. Koszty wychwytywania i typowe koncentracje CO₂ w gazach przemysłowych w niektórych procesach przemysłowych (na podstawie Hendriks i in. 2004)

TABLE 2. Costs of CO₂ capture and typical CO₂ concentration in industrial gases in some industrial processes (based on Hendriks et al. 2004)

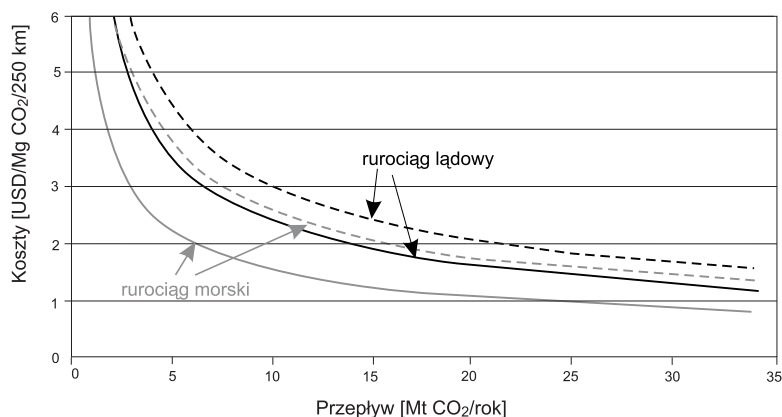
Zakłady	Koncentracja CO ₂ w gazach przemysłowych [%]	Koszty wychwytywania [Euro/Mg CO ₂]
Cementownie	15–25	28
Huty stali i żelaza	15–20	29
Zakłady azotowe (gazy wylotowe)	8	36
Zakłady azotowe (czysty CO ₂)	czysty strumień	3
Rafinerie	2–18	29–424
Wodór (gaz wylotowy)	8	36
Wodór (czysty CO ₂)	czysty strumień	3
Zakłady petrochemiczne	8–13	32–36

Nowe lub ulepszone technologie wychwytywania CO₂ w połączeniu z zaawansowanymi systemami energetycznymi i procesami przemysłowymi, mogą w przyszłości znacznie zredukować koszt wychwytywania dwutlenku węgla. Obecnie istnieje znaczna niepewność co do wielkości oraz czasu redukcji kosztów w przyszłości. Badania wskazują, że ulepszenie obecnych technologii mogłyby obniżyć koszty wychwytywania o 20–30%, podczas gdy zastosowanie nowych technologii może pozwolić na większą redukcję kosztów w przyszłości (Cost... 2005).

2. Koszty kompresji i transportu dwutlenku węgla

Koszty kompresji związane są z energią elektryczną, jaką trzeba do sprężenia dwutlenku węgla przeznaczonego do transportu. W celu przesyłania CO₂ rurociągami, ciśnienie powinno wynosić przynajmniej 8 MPa. Przy tym ciśnieniu stosunek gęstości do szybkości sprężania jest w wielu przypadkach optymalny. Wyższe ciśnienia wymagają większej energii i kosztów inwestycyjnych przy małym efekcie zmian gęstości gazu. Wielkość ciśnienia wejściowego zależy również od spadku ciśnienia w rurociągu. W niektórych przypadkach przy dużych spadkach ciśnień, wymagane są wyższe ciśnienia wejściowe.

Transport dużych ilości dwutlenku węgla najlepiej jest prowadzić rurociągami. Konkurencyjną ekonomicznie opcją transportu na długich dystansach na morzu może być wykorzystanie tankowców. Na koszty transportu rurociągami składają się koszty budowy rurociągu (koszty materiałów, siły roboczej, utrzymania, pozwoleń), koszty działania i utrzymania (koszty dekompresji, monitoringu, utrzymania) oraz inne koszty (projekty, ubezpieczenie, itp.). Zależne są one od długości, liczby dróg i przeciętych cieków wodnych oraz ciśnienia i wielkości przepływu transportowanego dwutlenku węgla. Szczególne warunki terenu, jak obszary zaludnione i chronione (parki narodowe) lub szlaki wodne, mogą znacząco wpłynąć na wzrost kosztów budowy rurociągów lądowych. Rurociągi morskie są



Rys. 1. Koszty transportu CO₂ rurociągami lądowymi i morskimi o długości 250 km w „zwykłych” warunkach terenowych: linia ciągła – zakres niski, linia przerywana – zakres wysoki (Cost... 2005)

Rys. 1. CO₂ transportation costs by onshore and offshore pipelines per 250 km in ‘normal’ terrain conditions: solid lines – a low range, dotted lines – a high range (Cost... 2005)

około 40% do 70% droższe niż rurociągi lądowe tej samej długości. Koszty budowy w „standardowych warunkach” rurociągu o średnicy 1 metra szacuje się na 1,1 mln Euro za kilometr. W trudniejszych warunkach terenowych (obszary góryste lub gęsto zaludnione) koszty mogą wzrastać od 10 do ponad 100% (rys. 1). W przypadku wykorzystania korytarzy rurociągów, koszty mogą się nieco obniżyć. Ze względu na to, że ich budowa jest dzisiaj technologią dobrze rozwiniętą nie ma możliwości znaczącej redukcji kosztów (Hendriks i in. 2004; Cost... 2005).

Do transportu CO₂ można również wykorzystać tankowce. W tym przypadku główne elementy wpływające na koszty transportu, to koszty zakupu lub wynajęcia statku, urządzenia do załadunku i rozładunku, urządzenia do pośredniego składowania, opłaty portowe. Koszty budowy tankowców do przewozu CO₂ nie są dokładnie znane, ponieważ do tej pory żaden nie został zbudowany. Poprzez porównanie z tankowcami do przewozu płynnego gazu (LPG) szacuje się, że koszty tankowca do przewozu CO₂ to 34 mln USD dla statków 10 000 tonowych, 58 mln USD dla 30 000 tonowych oraz 82 mln USD dla statków o pojemności 50 000 ton (IPCC 2005).

Koszty transportu dwutlenku węgla w mniejszym stopniu są uzależnione od odległości na jaką przesyłamy gaz. Transport 6 Mt CO₂/rok na odległość 500 km statkiem będzie kosztował około 10 USD/Mg CO₂, natomiast na odległość 1250 km około 15 USD/Mg CO₂. Koszty te są porównywalne z kosztami transportu rurociągiem. W przypadku przewozu gazu na odpowiednio duże odległości transport statkiem staje się konkurencyjny dla transportu rurociągiem (IPCC 2005).

3. Koszty składowania CO₂

Do geologicznego składowania dwutlenku węgla stosowane są technologie oraz urządzenia wykorzystywane w przemyśle naftowym i gazowym. Dlatego też oszacowania

kosztów tego etapu można przeprowadzić z dużą dozą pewności. Koszty te cechuje duży zakres zmienności ze względu na różne czynniki, takie jak: lokalizacja miejsca składowania (lądowa, morska), głębokość zbiornika i charakterystyka geologiczna formacji składowania (tj. przepuszczalność, miąższość itp.) i inne (Cost... 2005).

Koszty składowania CO₂, to głównie koszty odwiercenia otworu i koszty operacyjne. Koszty wiercenia są zależne od głębokości otworu. Koszt odwiercenia na lądzie otworu o głębokości 1000 m wynosi około 1 mln Euro, a koszt 3000 m otworu to około 2,3 mln Euro. Wiercenia na morzu są droższe ze względu na konieczność wykorzystania, a następnie zatłaczania dwutlenku węgla z platform wiertniczych. Przy wykorzystaniu istniejących platform koszty wiercenia oszacowane są na około 23 mln Euro na platformę. Koszty składowania zależą głównie od liczby otworów oraz czasu działania instalacji. Liczba otworów zależy od rodzaju i chłonności zbiornika, w którym będzie prowadzone składowanie CO₂, typu otworu (proste lub kierunkowe) i ich lokalizacji (tab. 3) (Hendriks i in. 2004).

Oszacowane koszty składowania w solankowych formacjach oraz szcerpanych złożach ropy i gazu są rzędu od 0,5–8,0 USD/Mg CO₂ do 1,1–11,4 Euro/Mg CO₂. Zakres kosztów dla poszczególnych miejsc jest bardzo zróżnicowany. Najniższe koszty składowania będą w składowiskach lądowych, płytko zalegających, o dużej przepuszczalności i/lub przy wykorzystaniu istniejących otworów oraz infrastruktury na szcerpanych złożach ropy i gazu.

Spośród kosztów składowania trudne dzisiaj do oszacowania są koszty monitoringu składowania. Koszty monitoringu przyjmuje się 0,1–0,3 USD na tonę składowanego dwutlenku węgla. Nie uwzględnia on kosztów remediacji otworu lub długoterminowej odpowiedzialności. Koszty monitoringu składowania będą zależę od wykorzystanych technologii i okresu składowania, wymogów wynikających z przepisów i innych (Cost... 2005).

Jeśli składowanie dwutlenku węgla jest połączone z dodatkowym wydobyciem ropy naftowej (*Enhanced Oil Recovery – EOR*), gazu (*Enhanced Gas Recovery – EGR*) lub metanu z pokładów węgla (*Enhanced Coal Bed Methane – ECBM*), wartość wydobytych paliw może równoważyć część kosztów wychwytywania i składowania. Lądowe CO₂-EOR

TABELA 3. Koszty składowania CO₂ w zależności od rodzaju zbiornika i głębokości (Euro/Mg CO₂) (Hendriks i in. 2004)

TABLE 3. Storage costs depending on reservoir depth and kind (Euro/MgCO₂) (Hendriks et al. 2004)

Rodzaj zbiornika	Głębokość składowania [m]		
	1000	2000	3000
Poziom wodonośny lądowy	1,8	2,7	5,9
Poziom wodonośny morski	4,5	7,3	11,4
Złoże gazu ziemnego lądowe	1,1	1,6	3,6
Złoże gazu ziemnego morskie	3,6	5,7	7,7
Wyeksploatowane lądowe złoża ropy naftowej	1,1	1,6	3,6
Wyeksploatowane morskie złoża ropy naftowej	3,6	5,7	7,7

przynoszą dochód rzędu 10–16 USD na tonę zatłoczonego CO₂. Ekonomika tych przedsięwzięć zależy od cen ropy i gazu. W rozważaniach nie uwzględniono wzrostu cen ropy i gazu. Cena ropy 50 USD/baryłkę mogłaby uzasadnić kwotę zakupu gazu 30 USD/Mg CO₂. Korzyści ekonomiczne z zastosowania CO₂ do dodatkowej produkcji ropy czy metanu, uczynią CO₂-EOR i ECMB opcjami efektywnymi pod względem kosztów dla geologicznego składowania (Cost... 2005).

Analiza procesu zatłaczania dwutlenku węgla z jednej z polskich elektrociepłowni do złoża ropy naftowej wykazała bardzo wysoką opłacalność inwestycji w przypadku wysokich cen ropy (50 i 60 USD/baryłkę). W przypadku niższej ceny ropy (40 USD/baryłkę) składowanie jest opłacalne tylko dla ceny dwutlenku węgla – 30 i 40 USD/Mg. Analiza wykazała bardzo dużą zależność wielkości wartości bieżącej netto (*NPV – Net Present Value*) od ceny ropy naftowej oraz ceny zatłaczanego dwutlenku węgla. Wpływ kosztów stałych oraz zmiennych (oprócz ceny CO₂) na wielkość NPV jest nieznaczny (Stopa i in. 2005).

4. Koszty systemu CCS

Wszystkie procesy związane z CCS – wychwytywanie, transport oraz składowanie, wymagają znaczących nakładów energetycznych. Oznacza to wzrost ilości paliwa z użytego (również i emisji CO₂) na produkcję jednostki energii. Ilość wytwarzanego CO₂ na jednostkę produktu (np. kW·h) jest więc większa dla elektrowni z CCS niż zakładu referencyjnego (bez CCS) (tab. 4). Redukcję CO₂ wynikającą z zastosowania CCS określa się przez porównanie emisji CO₂ zakładu z wychwytywaniem do zakładu referencyjnego bez wychwytywania. Jest to tzw. emisja uniknięta. Ilość unikniętego CO₂ jest zawsze mniejsza niż ilość wychwyconego gazu. Koszty w USD/tonę unikniętego CO₂ są większe niż koszty wychwyconego gazu.

Koszty ograniczenia emisji CO₂ nie mogą być wyliczone bezpośrednio poprzez zsumowanie składników kosztów wychwytywania, transportu i składowania (USD/Mg CO₂). Wynika to z tego, że ilość wychwyconego CO₂ będzie inna niż ilość unikniętego CO₂ podczas produkcji określonej ilości danego produktu (np. kilowatogodzina energii elektrycznej). Dlatego też koszty wyrażone na tonę CO₂ powinny być określone: czy dotyczy dwutlenku węgla, który został wychwycony, czy też jest to dwutlenek węgla uniknięty. Jako koszty ograniczenia emisji CO₂ powinno się podawać koszty emisji unikniętej.

Koszty ograniczenia emisji CO₂ zależą od rodzaju zakładu referencyjnego. W niektórych sytuacjach, może być użyteczne wykorzystanie do obliczenia kosztów unikniętego CO₂ zakładu referencyjnego innego rodzaju niż zakład z CCS (*PC* lub *IGCC* z CCS używają referencyjnego zakładu *NGCC*).

Przegląd kosztów poszczególnych elementów systemu CCS (tab. 5) wskazuje, że największe koszty związane są z wychwytywaniem od 5 do 115 USD na tonę wychwyconego CO₂. Tak szeroka rozpiętość kosztów zależy od rodzaju źródła. Obowiązuje tu zależność im większa koncentracja w strumieniu gazów spalinowych/przemysłowych tym niższe koszty. Koszty transportu, geologicznego składowania oraz monitoringu i weryfikacji są niskie i nie przekraczają 10 USD na tonę dwutlenku węgla. Rozważana jest również mineralna karbonatyzacja, która obecnie w fazie badań jest jeszcze droższa.

TABELA 4. Koszty wychwytywania, transportu i geologicznego składowania CO₂ dla elektrowni różnych typów (http://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage/ na podst. Cost... 2005)

TABLE 4. Costs of CO₂ capture, transportation and geological storage for power plants (http://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage based on Cost... 2005)

Rodzaj elektrowni i parametry kosztów	Elektrownia z kotłami pyłowymi (PC)	Elektrownia (NGCC)	Elektrownia (IGCC)
Elektrownia referencyjna bez CCS			
Koszty energii elektrycznej [USD/kW·h]	0,043–0,052	0,031–0,050	0,041–0,061
Elektrownia z wychwytywaniem			
CO ₂ wychwycony [kg/kW·h]	0,82–0,97	0,36–0,41	0,67–0,94
CO ₂ uniknięty [kg/kW·h]	0,62–0,70	0,30–0,32	0,59–0,73
% CO ₂ unikniętego	81–88	83–88	81–91
Elektrownia z wychwytywaniem i geologicznym składowaniem ¹			
Koszty energii elektrycznej [USD/kW·h]	0,063–0,099	0,043–0,077	0,055–0,091
Koszty CCS [USD/kW·h]	0,019–0,047	0,012–0,029	0,010–0,032
Wzrost kosztów energii elektrycznej [%]	43–91	37–85	21–78
Koszty ograniczenia emisji CO ₂ [USD/Mg CO ₂ uniknięty]	30–71	38–91	14–53
Elektrownia z wychwytywaniem i CO ₂ -EOR ²			
Koszty energii elektrycznej [USD/kW·h]	0,049–0,081	0,037–0,070	0,040–0,075
Koszty CCS [USD/kW·h]	0,005–0,029	0,006–0,022	(–0,005)–0,019
Wzrost kosztów energii elektrycznej [%]	12–57	19–63	(–10)–46
Koszty ograniczenia emisji CO ₂ [USD/Mg CO ₂ uniknięty]	9–44	19–68	(–7)–31

¹ Koszt transportu jest rzędu 0–5 USD/Mg CO₂; koszt geologicznego składowania (z monitoringiem) jest rzędu 0,6–8,3 USD/Mg CO₂

² Koszt transportu jest rzędu 0–5 US\$/tCO₂; koszt geologicznego składowania z EOR jest rzędu 10–16 USD/Mg CO₂

NGCC – Natural Gas Combined Cycle – technologia bloku gazowo-parowego na gaz ziemny, IGCC – Integrated Gasification Coal Cycle – technologia bloku gazowo-parowego ze zintegrowanym zgazowaniem paliwa, PC – kotły pyłowe

5. Analiza kosztów składowania – case study Dzierżanowo

W ramach WP5 projektu EU GeoCapacity dotyczącego aspektów ekonomicznych składowania dwutlenku węgla, sporządzono model ekonomiczny dla przypadku składowania CO₂ w strukturze Dzierżanowa z jednej z elektrociepłowni zlokalizowanej na terenie Warszawy. Rozważano jedno źródło emisji i jedno miejsce składowania dwutlenku węgla.

TABELA 5. Koszty poszczególnych elementów systemu CCS dla elektrowni lub źródeł przemysłowych (<http://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage/> na podstawie Cost... 2005)

TABLE 5. Costs of individual components of a CCS system applied in a power plant or in other industrial sources (http://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage based on Cost... 2005)

Elementy systemu CCS	Koszty	Uwagi
Wychwytywanie z elektrowni spalających węgiel lub gaz ziemny	15–75 USD/Mg CO ₂ netto wychwyconego	Koszty netto wychwyconego CO ₂ , porównane do tego samego zakładu bez wychwytywania
Wychwytywanie z zakładów produkujących wodór, azotowych lub przetwarzania gazu	5–55 USD/Mg CO ₂ netto wychwyconego	Źródła o wysokiej czystości CO ₂ wymagające jedynie osuszenia i sprężenia
Wychwytywanie z innych procesów przemysłowych	25–115 USD/Mg CO ₂ netto wychwyconego	Zakres kosztów wynika ze stosowania różnych technologii i paliw
Transport	1–8 USD/Mg CO ₂ transportowanego	Transport na odległość 250 km rurociągiem lub statkiem od 5 do 40 Mt CO ₂ /rok
Geologiczne składowanie	0,5–8 USD/Mg CO ₂ netto zatłoczonego	Bez potencjalnych przychodów z EOR lub ECBM
Monitoring i weryfikacja geologicznego składowania*	0,1–0,3 USD/Mg CO ₂ zatłoczonego	Obejmuje monitoring przed, w czasie i po zatłaczaniu, zależy od wymogów prawnych
Składowanie w oceanie	5–30 USD/Mg CO ₂ netto zatłoczonego	Włączając transport morski na odległość 100–500 km, bez monitoringu i weryfikacji

* Należy uwzględnić dodatkowe koszty związane z usuwaniem szkód i odpowiedzialnością za składowanie CO₂
EOR – Enhanced Oil Recovery, ECBM – Enhanced Coal Bed Methane

Analizę ekonomiczną *case-study* Dzierżanowo opracowano dzięki informacjom z bazy danych wykonanej w ramach Projektu EU GeoCapacity oraz programowi wspomaganie decyzji opracowanemu na potrzeby tego projektu. Opierając się na aplikacji internetowej, która korzysta z bazy danych, zdefiniowano system sekwestracyjny – dokonano wyboru źródła (elektrociepłownia warszawska) oraz miejsca składowania (antyklina Dzierżanowa). W dalszej kolejności wyznaczono przebieg rurociągu, którym gaz ma być transportowany ze źródła do miejsca składowania. Przebieg rurociągu jest wstępnie proponowany przez program jako linia prosta łącząca źródło z miejscem składowania i nie uwzględnia on ani rzek ani terenów zabudowanych. Dla potrzeb *case-study* przebieg rurociągu został zmieniony, tak aby omijał tereny gęsto zabudowane. Długość rurociągu w rozważanym przypadku wynosi około 80 km. Dane dotyczące systemu sekwestracyjnego i rurociągu zostały wyeksportowane i dalsze prace prowadzono na aplikacji lokalnej.

W analizach wykonanych aplikacją lokalną system sekwestracji ma następującą charakterystykę. Rozważana elektrociepłownia spala węgiel kamienny. Emisja dwutlenku węgla w 2004 roku wynosiła 2,475 Mt. W *case study* zaproponowano wychwytywanie dwutlenku węgla metodą *post-combustion*. Założono, że stężenie CO₂ w gazach spalinowych wynosi 10% i wychwytywane będzie 70% emitowanego gazu. Wychwytywanie i składowanie rozpocznie się w 2010 roku i będzie trwało przez 30 lat (do 2040 r.). Miejsce składowania – antyklina Dzierżanowa – zlokalizowane jest w odległości około 80 km na północny zachód od elektrociepłowni. Poziom zbiornikowy zalega na głębokości około 1000 m, a pojemność

składowania wynosi 260 Mt dwutlenku węgla. Założono, że zatłaczanie będzie prowadzone od 2010 roku trzema otworami z wydatkiem 1 Mt CO₂/rok.

Wynikiem przeprowadzonych przez program obliczeń są tabele przedstawiające podstawowe wskaźniki techniczne i ekonomiczne, szereg wykresów przedstawiających rozkład wartości oczekiwanych oraz histogramy parametrów wejściowych (technicznych i ekonomicznych), jak również wskaźników ekonomicznych obliczonych z prawdopodobieństwem 10%, 50% i 90% (p50, p90, p10 oraz średnie). Część z nich została zaprezentowana w niniejszej pracy.

Przy założeniu, że elektrociepłownia pracuje w pełnym obciążeniu, roczna emisja bez wychwytywania wynosi 2,475 Mt CO₂, wychwytywane będzie 70% emitowanego gazu, zakład będzie emitował 1,23 Mt dwutlenku węgla rocznie, a 1,73 Mt CO₂ będzie wychwytywane. Dodatkowo przy wychwytywaniu będzie emitowane rocznie 0,49 Mt CO₂. W całym okresie pracy systemu sekwestracyjnego zostanie wychwycone 51,98 Mt dwutlenku węgla, a emisja uniknięta wyniesie 37,18 Mt.

Przy założeniu zatłaczania CO₂ do struktury Dzierżanowa dwoma otworami z wydatkiem 1 Mt CO₂/rok przez okres życia systemu sekwestracyjnego zostanie zatłoczone 51,98 Mt gazu. Antyklina zostanie wypełniona w 19,99% (tab. 6).

Przy wykorzystaniu aplikacji lokalnej obliczone zostały również koszty związane z poszczególnymi elementami systemu sekwestracyjnego: wychwytywaniem, transportem i składowaniem dwutlenku węgla (tab. 6).

TABELA 6. Statystyczny rozkład wskaźników ekonomicznych dla case study Dzierżanowo dla prawdopodobieństwa 10, 50 i 90%

TABLE 6. Statistical distribution of economic indicators for the Dzierżanowo case-study with 10, 50 and 90% probability

Wskaźnik	p90	p50	p10	Średnia wartość	Jednostki
NPV	746,24	746,47	746,70	746,47	mln Euro
NPV wychwytywania	675,09	675,09	675,09	675,09	mln Euro
NPV sprężania	61,27	61,27	61,27	61,27	mln Euro
NPV transportu	2,24	2,24	2,24	2,24	mln Euro
NPV składowania	7,64	7,87	8,09	7,87	mln Euro
NPV znormalizowane	20,07	20,08	20,09	20,08	Euro/Mg CO ₂ uniknięty
NPV znormalizowane wychwytywania	18,16	18,16	18,16	18,16	Euro/Mg CO ₂ uniknięty
NPV znormalizowane sprężania	1,65	1,65	1,65	1,65	Euro/Mg CO ₂ uniknięty
NPV znormalizowane transportu	0,06	0,06	0,06	0,06	Euro/Mg CO ₂ uniknięty
NPV znormalizowane składowania	0,21	0,21	0,22	0,21	Euro/Mg CO ₂ uniknięty
Wewnętrzna stopa zwrotu	-99,00	-99,00	-99,00	-99,00	%
Jednostkowe koszty techniczne	51,47	51,49	51,50	51,49	Euro/Mg CO ₂
Czas spłaty	30,00	30,00	30,00	30,00	lata

NPV – Net Present Value

W ramach oceny ekonomicznej *case study* Dzierżanowa zostały oszacowane: NPV i NPV znormalizowane (na tonę CO₂) dla całego *case study* wychwytywania, transportu i składowania oraz NPV skumulowane. NPV oszacowany dla całego *case study* wynosi 746,47 mln Euro, NPV oszacowane na tonę dwutlenku węgla wynosi 20,08 Euro. NPV wychwytywania wynosi 675,09 mln Euro, a NPV znormalizowane wychwytywania 18,16 Euro. NPV sprężania wynosi 61,27 mln Euro, a NPV znormalizowane sprężania 1,65 Euro. NPV transportu wynosi 2,24 mln Euro, a NPV znormalizowane transportu 0,06 Euro. NPV transportu wynosi 7,87 mln Euro, a NPV znormalizowane składowania 0,21 Euro. Jednostkowe koszty techniczne dla *case study* Dzierżanowo wynoszą 51,49 Euro na tonę dwutlenku węgla.

Podsumowanie

Koszty geologicznego składowania CO₂ obejmują trzy kluczowe elementy tej technologii: wychwytywanie, transport oraz składowanie. Komercyjne działania związane z każdym z tych elementów dostarczają podstaw dla oszacowania kosztów bieżących. W literaturze tego zagadnienia prezentuje się szeroki zakres kosztów geologicznego składowania CO₂ emitowanego przy produkcji energii z paliw kopalnych i w procesach przemysłowych. Wielkość kosztów CCS w przyszłości dla różnych zakładów jest trudno przewidywalna. Przyjmuje się jednak, że koszty budowy i działania instalacji wychwytywania i składowania CO₂ obniżą się z czasem jako wynik postępu technologicznego. Spośród trzech zasadniczych elementów CCS najwyższe koszty związane są z wychwytywaniem CO₂, niższe koszty związane są z transportem, najniższe koszty związane są ze składowaniem.

Dla przypadku składowania CO₂ w strukturze Dzierżanowa dla jednej z elektrociepłowni zlokalizowanej na terenie Warszawy sporządzono model ekonomiczny. Rozważano jedno źródło emisji i jedno miejsce składowania dwutlenku węgla. Model ekonomiczny wykonany dla struktury Dzierżanowa potwierdził dane literaturowe: największe koszty związane są z wychwytywaniem dwutlenku węgla (675 mln Euro), niższe ze sprężaniem (61,27 mln Euro) i składowaniem (7,87 mln Euro), a najniższe z transportem (2,24 mln Euro).

Literatura

- Cost and economic potential, 2005 – W: IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Prepared by Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Metz B., Davidson O., de Coninck H.C., Loos M., Meyer L.A. (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, s. 339–362.
- David J., Herzog H.J., 2001 – The cost of carbon capture. W: Proceedings of the 5th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, (ed.) Williams D., Durie B., McMullan P., Paulson C. & Smith A., Collingwood, Australia, CSIRO.
- Farla J.C.M., Hendriks Ch.A., Blok K., 1995 – Carbon dioxide recovery from industrial processes. Energy Conversion and Management, 36, s. 827–830.
- Herzog H., 2000 – The Economics of CO₂ Separation and Capture. Technology, 7, suppl. 1, s. 13–23.
- Hendriks C., Graus W., van Bergen F., 2004 – Global carbon dioxide storage potential and costs. Report Ecofys & The Netherland Institute of Applied Geoscience TNO, Ecofys Report EEP02001, www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf (styczeń 2006), 77 s.

- Holloway S., 2002 – Underground sequestration of carbon dioxide – a viable greenhouse gas migration option. W: Proceedings of the 5th Int. Symp. On CO₂ Fixation and the Efficient Utilization of Energy (C&E 2002). March 4–6, Tokyo Institute of Technology, Tokyo, Japan, s. 373–380.
<http://www.greenfacts.org/en/co2-capture-storage>
- Rakowski J., 2006 – Czy elektrownie węglowe będą w stanie ograniczać emisję CO₂? Energetyka, 3 (621), s. 163–173.
- Stopa J., Wojnarowski P., Kosowski P., 2005 – Prognoza efektywności ekonomicznej sekwestracji CO₂ w złożu ropy naftowej. Polityka Energetyczna, t. 8, s. 571–583.
- Tarkowski R., 2005 – Geologiczna sekwestracja CO₂. Studia. Rozprawy i Monografie, nr 132. IGSMiE PAN Kraków, 106 s.
- Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., 2007 – Podziemne składowanie – sposób na dwutlenek węgla. Przegląd Geologiczny, nr 8, s. 655–660.