



Renata KONECZNA*, Magdalena WDOWIN**, Rafał PANEK***, Łukasz LELEK****,
Robert ŻMUDA****, Wojciech FRANUS*****

Analiza finansowa potencjalnego zastosowania mezoporowatych materiałów krzemianowych do oczyszczania spalin z ditlenku węgla w porównaniu do komercyjnej metody MEA

Streszczenie: Technologia CCS (*Carbon Capture and Storage*) jest jedną z metod ograniczających emisję ditlenku węgla do atmosfery. Jednak wysokie koszty wychwytywania CO₂ w tej technologii są główną przeszkodą wdrażania tego rozwiązania przez elektrownie. Redukcji kosztów oczekuje się przede wszystkim po stronie wychwytywania i oddzielania CO₂ z gazów spalinowych (przemysłowych). Artykuł przedstawia ocenę efektywności finansowej najpopularniejszej technologii aminowej (MEA) względem otrzymywanego z popiołów lotnych materiału mezoporowatego typu MCM-41 impregnowanego polietylenoiminą (PEI) dla instalacji CCS. Badania prowadzono dla inwestycji obejmującej trzy kluczowe komponenty stanowiące pełny łańcuch wartości w procesie walidacji technologii CCS (wychwytywanie, transport i składowanie). Prowadzone badania mineralogiczne i określenie właściwości fizykochemicznych produktu mezoporowatego otrzymywanego z materiałów odpadowych, jakimi są popioły lotne, pozwoliły na wskazanie najlepszej klasy sorbentu – MCM-41 impregnowanego PEI, który można wykorzystać w technologiach wychwytywania CO₂. Opracowanie innowacyjnego związku pozwala nie tylko na usunięcie 100% CO₂, ale również obniża koszty operacyjne (OPEX), w tym przede wszystkim koszty zużycia energii o 40% i materiałów w stosunku do mieszanek aminowych np. MEA.

Słowa kluczowe: technologia CCS, MEA, MCM-41, wychwytywanie CO₂, analiza finansowa

* Dr, ** Dr hab. inż., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków, e-mail: rkoneczna@min-pan.krakow.pl, wdowin@min-pan.krakow.pl

*** Mgr, ***** Dr hab. inż., Wydział Budownictwa i Architektury, Politechnika Lubelska, Lublin, e-mail: r.panek@pollub.pl, e-mail: w.franus@pollub.pl

**** Mgr inż., SBB Energy S.A. e-mail: l.lelek@sbbenergy.com, r.zmuda@sbbenergy.com

The economic analysis of the potential use of mesoporous silicate materials for the purification of exhaust gas from CO₂ compared to the commercial MEA method

Abstract: CCS (Carbon Capture and Storage) technology is one of the methods that limit the release of carbon dioxide into the atmosphere. However, the high cost of capturing CO₂ in this technology is a major obstacle to the implementation of this solution by power plants. The reduction of costs is expected primarily on the side of the capture and separation of CO₂ from flue/ industrial gas. The article presents the financial performance of the most popular amine technology (MEA) against mesoporous material about MCM-41 structure obtained from fly ash, impregnated with polyethyleneimine (PEI), for CCS installations. The study was conducted for an investment comprising three key components that provide a full value chain in CCS validation (capture, transport and storage). The mineralogical studies and determination of the physicochemical properties of mesoporous material produced from waste materials such as fly ash allowed us to identify the best class sorbents of MCM-41, which can be used in CO₂ capture technologies. Developing an innovative relationship not only allows 100% of CO₂ to be removed but also reduces operating costs (OPEX), primarily including energy by 40% and multiple material costs relative to amine mixtures such as MEA.

Keywords: CCS technology, MEA, MCM-41, CO₂ capture, economic analysis

Wprowadzenie

Potencjał rozwoju technologii CCS (*Carbon Capture and Storage*) będzie zależał w szczególności od takich czynników, jak postęp technologiczny i zawansowanie prac badawczo-rozwojowych. Przy podejmowaniu decyzji o budowie instalacji CCS należy także uwzględnić wysokie koszty tej technologii (związane przede wszystkim z wysokim kosztem sorbentu płynnego jakim jest MEA) oraz opór społeczny wobec propozycji składowania CO₂ w strukturach geologicznych.

W europejskiej polityce energetycznej założono budowę i eksploatację dwunastu obiektów demonstracyjnych w zakresie wychwytywania i składowania CO₂ o wartości pomiędzy 8,5 a 13 mld euro. Do dofinansowania zakwalifikowano sześć projektów w ramach Europejskiego Programu Energetycznego na rzecz Naprawy Gospodarczej (*European Energy Programme for Recovery – EEPR*), w tym jeden z Polski. Polska Grupa Energetyczna (PGE) otrzymała dotację w kwocie 180 mln euro. Niestety, żaden z tych projektów nie został wdrożony.

W styczniu 2016 r. Brytyjski Departament Energii i Zmian Klimatu także zrezygnował z programu sekwestracji ditlenku węgla. Prace nad technologiami i realizacja czterech inwestycji miały kosztować prawie 1 mld funtów. Obecnie tylko koncern energetyczny NRG Energy uruchomi największą na świecie instalację wychwytu CO₂ w elektrowni węglowej W.A. Parish w Teksasie. Przy zastosowaniu metody aminowej rocznie wychwytywane będzie 1,5 mln Mg CO₂. Ich transport przy użyciu technologii EOR (*Enhanced Oil Recovery – EOR*) pozwoli także na dodatkowe wydobycie ropy naftowej o 5,2 mld baryłek do 2040 r.

Odpowiednia ilość projektów, w tym demonstracyjnych, w skali komercyjnej jest niezbędna do sprawdzenia i udoskonalenia obecnie znanych technologii wychwytu oraz minimalizacji ryzyka związanego ze składowaniem w zróżnicowanych strukturach geologicznych

w różnych częściach świata. Bardzo ważnym czynnikiem decydującym o ich wdrożeniu jest znaczne obniżenie zarówno kosztów inwestycyjnych jak i operacyjnych. Technologia wychwytywania jest na dzisiejszym etapie rozwoju bardzo kosztowna. Ocenia się, że uzasadnienie ekonomiczne miałyby dopiero sens, gdyby uprawnienia do emisji CO₂ w Europejskim Systemie Handlu Emisjami zdrożały do poziomu ponad 30–50 euro. Tymczasem od lat kosztują one kilka euro.

Prowadzone badania nad ulepszeniem i wdrożeniem chemicznych roztworów względem komercyjnie dostępnych technologii wychwytywania CO₂ na roztworach aminowych zmniejszyły znacznie koszty funkcjonowania instalacji CCS.

Czyste technologie węglowe, w tym CCS są szczególnie istotne dla Polski, która wśród wszystkich krajów Unii Europejskiej posiada największe zasoby węgla kamiennego. Możemy także pochwalić się ugruntowaną technologicznie i systemowo energetyką opartą na jego zasobach. Argumenty te sprawiają, że Polska ma szansę stać się stymulatorem innowacji technologicznych w tym obszarze, a nawet liderem europejskim w rozwoju czystych technologii węglowych (CTW).

Koszty geologicznej sekwestracji CO₂ uzależnione są od licznych czynników, m.in.: ilości składowanego gazu, technologii wychwytywania, odległości źródła emisji od miejsca składowania, lokalizacji miejsca składowania, kosztów instalacji zatłaczania (głównie otworów wiertniczych), charakterystyki zbiornika, zagospodarowania terenu (David i Herzog 2001; Farla i in. 1995; Herzog 2000; Hendriks i in. 2004). Wśród trzech etapów geologicznej sekwestracji CO₂ (Tarkowski i Uliasz-Misiak 2007): wychwytywania, transportu i składowania, pierwszy z nich jest najbardziej kapitałochłonny. Koszty inwestycyjne i operacyjne związane z kolejnymi etapami tzn. transportem i składowaniem są znacząco mniejsze. Dotyczą one bardziej lokalizacji i jakości złóż do magazynowania CO₂ niż stopnia rozwoju i zaawansowania stosowanych technologii (Więclaw-Solny i in. 2011). Natomiast wysokie koszty wychwytywania CO₂ są dziś jedną z głównych przeszkód wprowadzenia geologicznego składowania ditlenku węgla. Redukcji kosztów oczekuje się przede wszystkim po stronie wychwytywania i oddzielania CO₂ z gazów spalinowych. Poza obniżką kosztu wychwylenia CO₂ (udoskonalenie istniejących i opracowanie nowych technologii) znaczny postęp techniczny może mieć tutaj istotne znaczenie.

W pracy wykonano ocenę efektywności finansowej najpopularniejszej technologii aminowej wychwytywania CO₂ z wykorzystaniem monoetanolaminy (MEA) porównując do potencjalnych kosztów dla opracowanego w ramach projektu FENCO-NET materiału mezoporowatego typu MCM-41 otrzymywanego z popiołów lotnych oraz impregnowanego polietylenoiminą (PEI).

1. Metodologia

Analizę sekwestracji ditlenku węgla przeprowadzono dla instalacji demonstracyjnej (projekt badawczo-rozwojowy o charakterze inwestycyjnym) przy uwzględnieniu dwóch wariantów technologii opartych na technologii MEA lub alternatywnie stosując materiał mezoporowaty typu MCM-41. Technologia z użyciem MCM-41 jest w fazie badań labora-

toryjnych. Zasadniczą różnicą z punktu ekonomicznego są znacznie niższe koszty zużycia energii i wyprodukowania materiału mezoporowatego w stosunku do amin.

W pracy założono, że wdrożenie CCS na skalę komercyjną uzależnione jest od dwóch podstawowych czynników: źródeł finansowania inwestycji oraz terminu wdrożenia projektu. Pierwszy czynnik związany jest z wykorzystaniem trzech struktur finansowania, tj.: środków własnych, kredytu oraz dotacji unijnych. Analizą objęto kombinację tych trzech źródeł. Natomiast w drugim czynniku zaproponowano termin, w jakim Polska przystąpi do prac badawczo-rozwojowych oraz budowy nowych demonstracyjnych instalacji CCS, tj. wariant ekspansywny, podstawowy i bierny.

Powyższe założenia pozwoliły na dokonanie analizy wrażliwości na zmiany kluczowych parametrów, m.in.: cen uprawnień do emisji CO₂, kosztów odczynników i ilości zużytej energii w procesie produkcji.

Zaprezentowano również warianty alternatywne, dotyczące założeń kosztów operacyjnych (OPEX, *operating expenditures*), nakładów inwestycyjnych (CAPEX, *capital expenditures*) i udziału w światowym rynku CCS. Należy dodać, że w analizie uwzględniono tylko te przychody i koszty, które wynikają z projektu CCS i zmniejszonej w wyniku tego emisji CO₂.

Badania prowadzono dla inwestycji obejmującej trzy kluczowe komponenty, stanowiące pełny łańcuch wartości w procesie walidacji technologii CCS (wychwytywanie, transport i składowanie).

Do oceny efektywności finansowej technologii amin i zeolitów w różnych wariantach użyto metody bieżącej wartości netto (*Net Present Value* – NPV). Zaletą NPV jest możliwość porównania strumieni finansowych z różnych okresów oraz określenie dzisiejszej wartości nadwyżki kapitału. Metoda ta jest jednak wrażliwa na przyjęte założenia, w szczególności stopę dyskontową (Rogowski 2013).

Wstępne szacunki kosztu wdrożenia i utrzymania technologii CCS zostały policzone na podstawie wydatków CAPEX i OPEX. CAPEX to wydatki pieniężne poniesione na rozwój produktu lub wdrożenie systemu. Pojęciem powiązanim są koszty operacyjne projektu. Oznaczają one wydatki związane z utrzymaniem produktu, biznesu czy systemu (*overheads* – płace i wydatki bieżące) (Abascal 2012). Udział OPEX jest większy niż CAPEX we wdrożeniu i utrzymaniu technologii. Wynika to z faktu, że CAPEX są ponoszone jednorazowo, podczas gdy OPEX akumulują się nawet przez 40 lat funkcjonowania elektrowni. Obydwa te nakłady są wydatkami dotyczącymi perspektywy finansowej, a nie księgowej. Wpływy finansowe oraz wydatki finansowe CAPEX i OPEX tworzą budżet projektu. Pod uwagę wzięto także horyzont inwestycyjny. Na końcu tego okresu należy ująć wartość końcową (inaczej rezydualną), zależną od rodzaju konkretnego składnika aktywów.

2. Finansowe aspekty zastosowania technologii MEA w CCS

Ocenę finansową oparto na danych dotyczących budowy instalacji demonstracyjnej CCS zintegrowanej z nowym blokiem w Elektrowni Bełchatów w latach 2014–2017. W obszarze

rozwiązań technicznych dotyczących procesu wychwytywania CO₂ wybrana została metoda *post combustion (po procesie spalania)* oparta na technologii aminowej (MEA).

System wychwytywania ditlenku węgla będzie zainstalowany dla nowego kotła węglowego 858 MWe. Zaproponowany układ pozwoli na elastyczne zastosowanie instalacji w procesie usuwania CO₂ i w ramach instalacji demonstracyjnej na sprawdzenie samej technologii. Blok 858 MW nie był pierwotnie projektowany pod kątem zabudowy instalacji CCS. Przeprowadzone zostały prace dostosowawcze. Instalacja testowa będzie wychwytywać CO₂ z 1/3 strumienia paliwa (oddzielanego od głównego strumienia) powstających podczas spalania węgla brunatnego. Założono również, że elektrownia pracuje około 7500 godzin rocznie, a 90% energii elektrycznej jest pozyskiwane z węgla. Dane wyjściowe instalacji zaprezentowano w tabeli poniżej.

TABELA 1. Kluczowe założenia technologiczne dla elektrowni bez instalacji wychwytywania CO₂

TABLE 1. Key technology assumptions for power plants without CO₂ capture installations

Moc zainstalowana brutto	858 MWe
Sprawność netto	41,7%
Emisja CO ₂ (bez instalacji CCS)	5,1–5,5 mln t/a
Wskaźnik emisyjności CO ₂ (bez instalacji CCS)	810 MWh
Parametry pary	266 bar/554°C
Paliwo	węgiel brunatny
Wskaźniki emisji	NO _x < 200 mg/Nm ³ , SO ₂ < 200 mg/Nm ³ , pyły < 30 mg/Nm ³

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych otrzymanych z Polskiego Górnictwa Naftowego (PGE).

Inwestycja obejmuje trzy kluczowe komponenty stanowiące pełny łańcuch wartości w procesie walidacji technologii CCS:

- instalacja wychwytywania CO₂ oraz proces jej integracji z blokiem 858 MW (moc instalacji wychwytywającej CO₂ >250 MW i wydajność wychwytywania CO₂ >85%) oparta na technologii amin (MEA – monoetanolaminy). Oznacza to, że instalacja będzie wychwytywała CO₂ w ilości około 1,8 mln Mg CO₂ rocznie. Zadanie to obejmuje również dostosowanie bloku energetycznego 858 MW do zabudowy CCP – status *Capture Ready*;
- transport CO₂: rurociąg i powiązana z nim infrastruktura do transportu sprężonego CO₂ do miejsca składowania;
- składowanie CO₂: zatłaczanie sprężonego CO₂ pod powierzchnią ziemi (do głębokich warstw solankowych) w celu jego permanentnego składowania.

W celu dokonania analizy opłacalności wdrożenia technologii CCS zbudowany został wariant wyjściowy oparty na kluczowych założeniach, aktualnie najbardziej prawdopodobnych (tab. 2).

TABELA 2. Kluczowe założenia ekonomiczne dla elektrowni z instalacją wychwytywania CO₂ w technologii MEA

TABLE 2. Key economic assumptions for power plant with CO₂ capture installation in MEA technology

Założenia	Jednostka	Wartość
Cena energii	euro/kWh	0,13
Cena uprawnień do emisji CO ₂	euro/Mg	20–5
Czas użytkowania instalacji	rok	20–40
Okres eksploatacji wymagany przez KE do utrzymania instalacji	rok	10
Okres budowy	rok	(2014–2017)
Stopa procentowa dla inwestycji finansowanych	%	9
Stopa dyskonta	%	9
Stawka amortyzacyjna	%	7
Ilość godzin pracy elektrowni	godz./rok	7 500
Scenariusz ekspansywny: instalacja CCS zostaje wybudowana do 2017 r.; uzyskujemy udział w światowym rynku royalty	%	5
Scenariusz bierny: czekamy z inwestycjami do 2024 r.; uzyskujemy niższy udział w rynku światowym	%	40 (ze scenariusza aktywnego)

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych otrzymanych z Polskiego Górnictwa Naftowego (PGE).

Wśród pozostałych założeń wielkości wsparcia w fazie eksploatacji CCS wyróżniono:

- szacowane przez KE średnioroczne ceny uprawnień do emisji (zyski dla instalacji na skutek braku konieczności ich zakupu) 2015–2020 r. – 20 euro, 2020–2025 – 25 euro, 2025–2030 – 30 euro, 2030–2035 – 35 euro, 2035–2040 – 40 euro (przy założeniu utrzymania celu 20% redukcji emisji CO₂ do 2020 r. w UE i kontynuacji zmniejszenia puli uprawnień o 1,74% rocznie);
- wartość nakładów inwestycyjnych na poziomie 800 mln euro;
- zakładane dofinansowanie z UE do 50% kosztów inwestycyjnych (400 mln euro);
- zakładana pożyczka do 40% (320 mln euro) i 10% udział środków własnych (80 mln euro) w całkowitych nakładach inwestycyjnych;
- potencjalny krajowy system wsparcia CCS w fazie eksploatacji np. oparty na systemie certyfikatów;
- certyfikat dla CCS miałby na celu wyrównanie różnicy pomiędzy ceną uprawnień do emisji a kosztem wychwyty i składowania CO₂ w okresie 2015–2025;
- wartość kosztów OPEX w budowie i funkcjonowaniu instalacji CCS np. w ciągu 20 lat to prawie 810,7 mln euro, natomiast CAPEX to 800 mln euro.

Analiza została przeprowadzona dla trzech okresów, tj. dwóch preferowanych przez KE dla projektów demonstracyjnych (10 i 20 lat) oraz średni zakładany okres funkcjonowania elektrowni – 40 lat. Uwzględniono wszystkie założenia finansowe i technologiczne zaprezentowane powyżej. Wartość bieżąca netto we wszystkich analizowanych przypadkach uzyskała wartość ujemną. Im dłuższy okres analizy rentowności przedsięwzięcia tym lepszy wynik. W przypadku 40-letniego funkcjonowania instalacji CCS, wartość bieżąca netto wynosi (–43,7) mln euro. Z biznesowego punktu widzenia inwestycja jest nieopłacalna.

Przedsiębiorstwo nie podejmie działań, które nie mają dla niego ekonomicznego sensu (reprezentowanego w niniejszej analizie przez NPV), dlatego istotne jest analizowanie takich wariantów, w których zdyskontowana bieżąca wartość netto dla firmy jest dodatnia.

2.1. Scenariusz z wykorzystaniem różnych struktur finansowania

Optymalny model finansowania CCS powinien być oparty na założeniu, że w celu osiągnięcia dojrzałości technologicznej i opłacalności finansowej wykorzystywany jest kapitał płynący z trzech źródeł, tj.: sektora prywatnego, państwa, Unii Europejskiej i innych organizacji międzynarodowych.

W projekcie będącym przedmiotem analizy opracowania – budowa instalacja demonstracyjnej CCS zintegrowanej z nowym blokiem w Elektrowni Bełchatów – założono różne warianty finansowania inwestycji, tj.:

1. CAPEX: kapitał własny – 50%, kapitał dłużny – 50%, dotacja – 0%, OPEX – sfinansowany ze środków własnych przedsiębiorstwa (wariant 1);
2. CAPEX: kapitał własny – 0%, kapitał dłużny – 50%, dotacja – 50%, OPEX – sfinansowany ze środków własnych przedsiębiorstwa (wariant 2);
3. CAPEX: kapitał własny – 0%, kapitał dłużny – 0%, dotacja – 100%, OPEX – sfinansowany ze środków własnych przedsiębiorstwa (wariant 3);
4. CAPEX: kapitał własny – 10%, kapitał dłużny – 40%, dotacja – 50%, OPEX – dofinansowany w 30% przez rząd (wariant 4).

Należy pokreślić, że nakład początkowy inwestycji został oszacowany na poziomie 800 mln euro. Największy udział inwestycji dotyczy procesu wychwytywania (61%), a następnie transportu (19%) i składowania (21%). Na poziomie krajowym założono, że w dwóch ostatnich wariantach (3 i 4) rząd subsydiuje część bieżących kosztów operacyjnych (np. w postaci ulg podatkowych) tak, aby wprowadzenie nowych regulacji nie doprowadziło do utraty płynności finansowej lub niewypłacalności elektrowni. Analiza została przeprowadzona dla 20 letniego funkcjonowania instalacji demonstracyjnych CCS.

Opłacalnymi przedsięwzięciami (dodatnia wartość NPV) są tylko te, które otrzymały dofinansowanie na pokrycie 100% nakładów inwestycyjnych albo 50% CAPEX i 30% OPEX. Warianty, które otrzymają tylko częściowe dofinansowanie nakładów inwestycyjnych (CAPEX) lub sfinansują go z własnych środków oraz kapitału dłużnego są nierentowne.

2.2. Scenariusz uwzględniający termin wdrożenia projektu

W scenariuszu uwzględniającym termin wdrożenia projektu wzięto pod uwagę kombinację trzech opcji budowy instalacji CCS, tj.: ekspansywną, podstawową i bierną.

Wariant ekspansywny oznacza natychmiastowe przystąpienie Polski do prac badawczych nad innowacyjną technologią oraz budowę nowych demonstracyjnych instalacji do 2020 r. W wyniku takich działań Polska uzyskuje znaczący udział w światowym rynku CCS czerpiąc korzyści ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂ i licencji na użytkowanie

technologii CCS, lecz jednocześnie ponosi większe nakłady kapitałowe i badawczo-rozwojowe oraz zwiększone koszty operacyjne w okresie wczesnej implementacji technologii CCS.

W wariantcie podstawowym Polska nie angażuje się w rozwój technologii CCS na wczesnym etapie, lecz czeka do momentu, gdy ryzyko bycia pierwszym, jak również koszty instalacji CCS i bieżącej obsługi całego systemu znacząco spadną. Polska włącza się do prac nad CCS w momencie, w którym technologia osiąga większą dojrzałość, ponosząc mniejsze koszty, choć jednocześnie osiągając mniejszy udział w światowym rynku CCS. Około 2025 r. powstają wczesne projekty komercyjne.

W wariantcie biernym Polska czeka aż do 2030 r. z budową pierwszych instalacji CCS i nie bierze w ogóle udziału w światowych pracach nad nową technologią, ponosząc później odpowiednie koszty jej zakupu, w przypadku konieczności budowy instalacji CCS. Jednocześnie kraj ponosi dodatkowe koszty związane z koniecznością zakupu uprawnień do emisji CO₂. W wariantcie ekspansywnym uwzględnione zostały wyższe koszty operacyjne i nakłady kapitałowe po 2017 r. Wielkość tych wydatków to 40% przychodów ze sprzedaży licencji na technologię CCS, a dla wariantu ekspansywnego 5% z tych przychodów.

Innym istotnym założeniem jest to, dotyczące przychodów ze sprzedaży praw do używania technologii CCS w przypadku, w którym Polska decyduje się na wzięcie udziału w jej rozwoju na wczesnym etapie (np. w wariantcie ekspansywnym). Przyjęte zostało, że cena licencji do używania technologii CCS w elektrowniach stanowi 5% wartości CAPEX z roku, w którym instalacja zostałaby zbudowana, co jest zgodne z wartościami, jakie można spotkać w literaturze (Becker i Lu 2009). Przedsiębiorstwo będzie czerpać z tego tytułu zyski przez okres 5 lat. Rocznie zostanie sprzedana 1 licencja. Dodatkowe przychody dla wariantu podstawowego zostały oszacowane na poziomie 40% z wariantu ekspansywnego. W wariantcie biernym brak jest dodatkowych zysków z tytułu sprzedaży licencji. W niektórych wariantach założono dofinansowanie z UE albo ze strony rządu. Dodatnią wartość NPV uzyskano w wariantcie podstawowym i biernym przy założeniu sfinansowania nakładów inwestycyjnych kapitałem dłużnym (50%) i dotacją (50%), a kosztów operacyjnych środkami własnymi przedsiębiorstwa.

Uzyskane wyniki prowadzą do konkluzji, iż scenariusz ekspansywny jest najmniej opłacalny z ekonomicznego punktu widzenia przy przyjętych bazowych, konserwatywnych założeniach. Oznacza to, że biorąc pod uwagę bieżącą wartość inwestycji, lepiej jest zachować opcję do uruchomienia inwestycji i poczekać aż znacząco obniżą się nakłady inwestycyjne i wydatki operacyjne. Warto zwrócić uwagę, że choć w wariantcie biernym i podstawowym najwyższa bieżąca wartość projektu dotyczy przypadku jego realizacji przez firmę, wcale nie oznacza to, że jest to wariant najbardziej opłacalny z jej punktu widzenia. Przedsiębiorstwo nie podejmie działań, które nie mają dla niego ekonomicznego sensu (reprezentowanego w niniejszej analizie przez NPV), dlatego istotne jest analizowanie takich wariantów, w których zdyskontowana wartość netto dla firmy jest dodatnia. Taki przypadek ma miejsce w wariantcie podstawowym i biernym z uwzględnieniem finansowania przez podmioty publiczne: polski rząd i Unię Europejską.

2.3. Analiza wrażliwości scenariusza podstawowego na cenę praw do emisji CO₂

Duże znaczenie w projektach CCS ma także zakres możliwych cen uprawnień do emisji. Rynek jest obecnie w fazie wczesnego rozwoju i na przyszłe ceny będą wpływać czynniki, które trudno jest przewidzieć. Uważa się, że będą to przede wszystkim: limity uprawnień do emisji CO₂ dla poszczególnych krajów i instalacji energetycznych oraz postęp technologiczny w zakresie efektywności produkcji energii i redukcji emisji CO₂. Generalnie, czym większa restrykcyjność regulacji i czym wolniejszy postęp technologiczny, tym należy spodziewać się wyższych cen praw do emisji.

W poniższej analizie przyjęto ceny uprawnień do emisji CO₂ na poziomie zaproponowanym przez KE. Różnią się one od tych, które przyjęto w pierwotnej wersji budowy instalacji demonstracyjnej elektrowni w Belchatowie, gdzie założono dla 20-letniego funkcjonowania instalacji następujące stawki: 2020 r. – 20 euro, 2020–2025 – 25 euro, 2025–2030 – 30 euro. Zgodnie z hipotezą KE już w 2030 r. cena uprawnień do emisji osiągnie 40 euro.

Przy niezmiennych wydatkach inwestycyjnych (CAPEX) – 800 mln euro i kosztach operacyjnych (OPEX) – 1,57 mld euro, przychody zwiększą się o 45 mln euro łącznie. Strata operacyjna zmniejszy się do 1,3 mld euro z 1,2 mld euro. Spowoduje to również różnice w wynikach NPV. Wydaje się zatem istotne monitorowane na bieżąco wydatków związanych z wdrożeniem CCS. Ich relatywnie niewielka zmiana może powodować znaczne, w wartościach bezwzględnych, obniżenie opłacalności inwestycji dla firmy, co może ją skłonić do zaprzestania tej inwestycji.

2.4. Scenariusz wysokich wydatków operacyjnych

Największym składnikiem w zdyskontowanej wartości bieżącej netto projektu elektrowni są koszty operacyjne. W związku z tym wydaje się uzasadnione zbadanie wrażliwości scenariusza podstawowego na zmianę tych kosztów. W tym celu został skonstruowany scenariusz wysokich kosztów OPEX, w którym przyjęto, że koszty te wzrastają o 10% (przy pozostałych warunkach niezmiennych). Wzrost taki może być spowodowany wyższymi niż przewidywane kosztami utrzymania sieci transportowej lub obszarów składowania spowodowanymi np. większą awaryjnością urządzeń.

Model wysokich kosztów operacyjnych został wyliczony dla czterech wariantów zaprezentowanych w rozdz. 2.1.

Zaledwie 10% wzrost kosztów operacyjnych może powodować różnicę w efektywności ekonomicznej inwestycji. Tylko w przypadkach znacznego dofinansowania z UE projekty można uznać za opłacalne (NPV dla firmy jest dodatnie). Istotne będzie zatem monitorowane na bieżąco wydatków związanych z wdrożeniem CCS. Ta niewielka zmiana może powodować duże (w wartościach bezwzględnych) obniżenie efektywności ekonomicznej inwestycji dla firmy. Może to doprowadzić do zaprzestania tej inwestycji. Potwierdza to, wcześniejszą sugestią – wydatki związane z wdrożeniem CCS powinny być monitorowane na bieżąco.

3. Finansowe aspekty zastosowania technologii materiałów porowatych otrzymanych z popiołów lotnych – MCM-41 impregnowanych PEI w CCS

Powyższa analiza dotyczyła technologii opartej na monoetanolaminie (MEA), która charakteryzuje się wysokim stopniem odzysku wynoszącym 85% emitowanego CO₂. Jednak jej wadą jest niska efektywność ekonomiczna oraz wysoka energochłonność. Wymaga ona aparatury o bardzo dużych rozmiarach i wkładu dużej ilości energii. Potrzeba ogrzewania w celu regeneracji roztworu może stanowić do 70% całkowitych kosztów operacyjnych w wariantcie z wychwytywaniem CO₂ (Idem i in. 2006). Wadą procesu MEA jest także: niska pojemność wychwytywania CO₂, wysoki stopień korozji aparatury, degradacja amin poprzez SO₂, NO₂, HCl, HF, tlen w gazach wylotowych i wysokie zużycie energii podczas wysokotemperaturowych regeneracji absorbentu (Fauth i in. 2005; Yeh i in. 2005). Ponadto, w pozostałych instalacjach, gdzie nie ma dostępu do własnego źródła ciepła niezbędne jest pozyskiwanie go z zewnątrz. Przekłada się to na dodatkowe koszty eksploatacji. Oprócz tego, konieczność suszenia i sprężania odseparowanego CO₂ powoduje ponoszenie dodatkowych nakładów inwestycyjnych i operacyjnych, obejmujących np. zakup nowych urządzeń lub ich modernizację.

Badania nad ulepszaniem chemicznych roztworów sprowadzają się do poszukiwań wysokiej pojemności absorpcyjnej CO₂ bez wysokich nakładów energii na regenerację absorbentu. Inne pożądane właściwości to osiągnięcie wysokiej stabilności chemicznej, niskiego ciśnienia par i niskiej korozyjności. Przykładowo, eksperymenty prowadzone przez R. Chatti i in. (2009) polegały na próbie połączenia metod separacji ditlenku węgla, tj. techniki wykorzystującej związki organiczne z techniką wykorzystującą syntetyczne zeolity. W projekcie FENCO-NET w reakcji hydrotermalnej popiołu lotnego z wodorotlenkiem sodu otrzymano materiał mezoporowaty typu MCM-41, który następnie zaimpregnowano polietylenoiminą (PEI). Związek ten może redukować potrzeby energetyczne nawet do 40% w porównaniu do konwencjonalnych rozpuszczalników MEA (Ma'mun i in. 2004), a stopień odzysku emitowanego CO₂ wynosi do 100%.

Koszty produkcji na skalę półtechniczną materiału MCM-41 obejmują przede wszystkim nakłady energetyczne i materiałowe. Zostały obliczone na podstawie syntez przeprowadzonych przez autorów. Koszt produkcji mezoporowatego materiału z popiołu lotnego (1 kg) wynosi 20 zł, w tym koszty odczynników (10 zł) i energii (10 zł/20 kWh). Następnie koszt aktywacji 1 kg produktu polietylenoiminą to 1 tys. zł, w tym koszty odczynników (95 zł) i energii (5 zł/10 kWh). Łącznie koszt sorbentu wynosi 1,9 tys. zł/kg. Wydatki na produkcję zeolitów impregnowanych aminami są znacznie niższe niż koszt amin (wynoszący ok. 1 tys. zł/25 g, czyli 40 tys. zł/1 kg). Oznacza to, że koszt związków aminowych jest o 20 razy wyższy niż zeolitów impregnowanych związkami aminowymi.

Pierwsza obserwacja dotyczyła okresu funkcjonowania instalacji (10, 20 i 40 lat). Dodatnią wartość bieżącą netto uzyskano tylko dla 20- (NPV = 280,8 mln euro) i 40-letniego okresu (NPV = 347,7 mln euro). Natomiast w ciągu pierwszych 10 lat (NPV = -12,3 mln euro) inwestycja nie zwraca się. Oznacza to, że im dłuższy okres analizy rentowności przedsięwzięcia tym lepszy wynik (tab. 3–5). Z biznesowego punktu widzenia obie inwestycje są opłacalne. Należy przypomnieć, że we wszystkich badanych przypadkach założono dofinans-

sowanie CAPEX na poziomie 50%. Zwiększenie dotacji o 5 pkt. procentowych dla 10-letniego funkcjonowania instalacji CCS pozwoliłoby również na uzyskanie wartości dodatniej NPV na poziomie 5,5 mln euro.

TABELA 3. Analiza rentowności instalacji demonstracyjnej CCS w technologii MCM-41 impregnowane PEI na przykładzie Elektrowni Bełchatów w latach 2014–2021 (10 lat) [tys. euro]

TABLE 3. Analysis of the profitability of the Demonstration CCS installation in PEI impregnated MCM-41 technology on the example of the Bełchatów Power Plant in the years 2012–2022 (10 years) [thous. euro]

	0	1	2	3	4	...	9	10
Pozycja/rok	2014	2015	2016	2017	2018		2020	2021
Przychody	0	0	0	0	36 000		45 000	45 000
Wpływy	0	109 283	109 283	87 767	93 667		0	0
Koszty / wydatki ogółem	0	19 581	26 575	32 192	119 193		114 622	110 965
CFBT	0	89 703	82 708	55 575	10 473		-69 622	-65 965
Podstawa opodatkowania	0	-19 581	-26 575	-32 192	-51 193		-23 908	-20 251
Podatek	0	0	0	0	0		0	0
CFAT (w tym amortyzacja)	0	89 703	82 708	55 575	10 473		-69 622	-65 965
AccCFAT	0	89 703	82 708	55 575	10 473		-69 622	-65 965
DCFAT	0	82 296	69 614	42 914	7 420		-32 056	-27 864
AccDCFAT	0	82 296	69 614	42 914	7 420		-32 056	-27 864
NPV		-60 008						

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych otrzymanych z Polskiego Górnictwa Naftowego (PGE).

TABELA 4. Analiza rentowności instalacji demonstracyjnej CCS w technologii MCM-41 impregnowane PEI na przykładzie Elektrowni Bełchatów w latach 2014–2034 (20 lat) [tys. Euro]

TABLE 4. Analysis of the profitability of the Demonstration CCS installation in PEI impregnated MCM-41 technology on the example of the Bełchatów Power Plant in the years 2012–2032 (20 years) [thous. Euro]

	0	1	2	3	4	...	19	20
Pozycja/rok	2014	2015	2016	2017	2018	...	2033	2034
Przychody	0	0	0	0	36 000		63 000	63 000
Wpływy	0	109 283	109 283	87 767	93 667		0	0
Koszty / wydatki ogółem	0	19 581	26 575	32 192	103 193		34 987	33 707
CFBT	0	89 703	82 708	55 575	26 473		28 013	29 293
Podstawa opodatkowania	0	-19 581	-26 575	-32 192	-51 193		44 013	45 293
Podatek	0	0	0	0	0		8 363	8 606
CFAT (w tym amortyzacja)	0	89 703	82 708	55 575	82 473		19 651	20 688
AccCFAT	0	89 703	82 708	55 575	82 473		19 651	20 688
DCFAT	0	82 296	69 614	42 914	58 426		3 822	3 691
AccDCFAT	0	82 296	69 614	42 914	58 426		3 822	3 691
NPV		280 872						

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych otrzymanych z Polskiego Górnictwa Naftowego (PGE).

TABELA 5. Analiza rentowności instalacji demonstracyjnej CCS w technologii MCM-41 impregnowane PEI na przykładzie Elektrowni Bełchatów w latach 2014–2051 (40 lat) [tys. Euro]

TABLE 5. Analysis of the profitability of the Demonstration CCS installation in PEI impregnated MCM-41 technology on the example of the Bełchatów Power Plant in the years 2012–2052 (40 years) [thous. Euro]

	0	1	2	3	4	...	39	40
Pozycja/rok	2014	2015	2016	2017	2018		2050	2051
Przychody	0	0	0	0	36 000		72 000	72 000
Wpływy	0	109 283	109 283	87 767	93 667		0	0
Koszty / wydatki ogółem	0	19 581	26 575	32 192	103 193		12 587	12 587
CFBT	0	89 703	82 708	55 575	26 473		59 413	59 413
Podstawa opodatkowania	0	-19 581	-26 575	-32 192	-51 193		59 413	59 413
Podatek	0	0	0	0	0		11 289	11 289
CFAT (w tym amortyzacja)	0	89 703	82 708	55 575	82 473		48 125	48 125
AccCFAT	0	89 703	172 411	227 986	310 459		1 293 027	1 341 152
DCFAT	0	82 296	69 614	42 914	58 426		1 670	1 532
AccDCFAT	0	82 296	151 910	194 824	253 250		346 244	347 776
NPV	347 776							

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych otrzymanych z Polskiego Górnictwa Naftowego (PGE).

3.1. Scenariusz z wykorzystaniem różnych struktur finansowania

Kolejna analiza dotyczyła różnych struktur finansowania budowy instalacji demonstracyjnej CCS. Tylko w przypadku braku dofinansowania z UE albo rządu uzyskano ujemną wartość dodaną netto (NPV = -109,6 mln euro). Założenie tylko niewielkiego dofinansowania np. 10% CAPEX, pozwoliłoby na uzyskanie dodatniego wyniku. We wszystkich pozostałych wariantach inwestycje CCS są rentowne.

Znacznie niższe koszty zużycia materiałów oraz energii w technologii impregnacji MCM-41 PEI w stosunku do MEA pozwalają na realizację tego typu inwestycji przy niewielkim dofinansowaniu albo pokryciu ich tylko z własnych środków bez kapitału dłużnego.

3.2. Scenariusz uwzględniający termin wdrożenia projektu

Uwzględnienie różnych form finansowania inwestycji oraz terminów wdrożenia projektu w technologii MCM-41 impregnowane PEI od ekspansywnego po podstawowy i bierny ma duże znaczenie. Im szybciej Polska przystąpi do prac badawczych nad innowacyjną technologią oraz do budowy nowych demonstracyjnych instalacji do 2020 r. tym większe uzyska z tego tytułu korzyści. Każdy kolejny wariant wiąże się z mniejszymi zyskami. Nie oznacza to jednak, iż są one nierentowne. W wariantcie podstawowym (włączenie się do prac w momencie większej dojrzałości technologii, ponosząc mniejsze koszty) wartość bieżąca netto

wynosi 614,9 mln euro. Natomiast wariant bierny (brak udziału w światowych pracach nad nową technologią) pozwala na uzyskanie NPV na poziomie 537,3 mln euro.

Wariant ekspansywny wiąże się również z mniejszymi dodatkowymi kosztami z tytułu zakupu uprawnień do emisji CO₂. W pozostałych wariantach są one wyższe.

3.3. Analiza wrażliwości scenariusza podstawowego na cenę praw do emisji CO₂

Analiza wrażliwości cen uprawnień do emisji CO₂ scenariusza podstawowego na poziomie przyjętym przez KE powoduje, że przychody zwiększą się o prawie 5%. Tym samym strata bieżącej wartości netto zmniejszy się o prawie 100 mln euro. Ważne jest zatem monitorowane na bieżąco wydatków związanych z wdrożeniem CCS.

3.4. Scenariusz wysokich wydatków operacyjnych

Relatywnie niewielka zmiana kosztów operacyjnych (o 10% *ceteris paribus*, przy pozostałych warunkach niezmiennych) może powodować znaczne różnice wartości bieżącej netto. Na podstawie przyjętych form finansowania inwestycji za najbardziej opłacalny wariant należy przyjąć ten dotyczący sfinansowania w 100% nakładów inwestycyjnych przez UE i rząd (NPV = 856,5 mln euro). Najmniej opłacalny jest ten, zakładający tylko kapitał dłużny i własny (NPV = -116,7 mln euro). Częściowe sfinansowanie kosztów OPEX i CAPEX również czyni inwestycję rentowną.

Podsumowanie

Technologia CCS może stać się rozwiązaniem do osiągnięcia kilku istotnych celów z punktu widzenia interesów Polski. W pierwszej kolejności Polska może wzmocnić swoją pozycję w Unii Europejskiej, promując inicjatywy związane z przyszłymi kierunkami rozwoju całej Wspólnoty, jak również z dziedzinami, w których dostrzec można pewien potencjał dla Polski. Dziedziną taką jest bez wątpienia technologia wychwytywania CO₂.

Możliwość zaproponowania technologii wychwytywania, bazującej na krzemianowych materiałach mezoporowatych, która znacząco pomniejsza koszty funkcjonowania instalacji CCS może okazać się przełomem w jej wdrażaniu na świecie. Prowadzone badania mineralogiczne i określenie właściwości fizykochemicznych zeolitów produkowanych z materiałów odpadowych jakimi są popioły lotne, pozwoliły na wskazanie najlepszej klasy sorbentu – MCM-41 impregnowanego PEI, który można wykorzystać w technologiach wychwytywania CO₂. Opracowanie innowacyjnego materiału pozwala nie tylko na usunięcie 100% CO₂, ale również obniża koszty operacyjne (OPEX), w tym przede wszystkim energii o 40% i wielokrotne koszty materiałów w stosunku do mieszanek aminowych np. MEA.

Ponadto, wdrożenie technologii opartej na materiałach mezoporowatych przyczyni się do poszerzenia wiedzy i możliwości wykorzystania przemysłowego materiałów odpadkowych jakimi są popioły lotne, które stanowią problem ekologiczny nie tylko w Polsce, ale w każdym kraju, gdzie produkcja energii opiera się w większej mierze na spalaniu węgla kamiennego. Technologia materiałów porowatych otrzymywanych z popiołów lotnych impregnowanych PEI powinna być szczególnie interesująca dla zakładów posiadających jako produkt uboczny swojej działalności przemysłowej popiół lotny stanowiący substrat do produkcji zeolitów.

Praca zrealizowana w ramach projektu FENCO-NET nr umowy NCBR/FENCO-NET 1/2013

Literatura

- Abascal, E.M. 2012. *Finance for Managers*. Maidenhead: McGraw-Hill Education, s. 5, ISBN 13 9780077140076.
- Becker, S. i Lu, J. 2009. Royalty rate and industry structure: some cross-industry evidence.
- Chatti, R. i in. 2009. Amine loaded zeolites for carbon dioxide capture: Amine loading and adsorption studies. *Microporous and Mesoporous Materials* 121, s. 84–89.
- David, J. i 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 i in. 1005 – Farla, J.C.M., Hendriks, Ch.A. i Blok, K. 1995. Carbon dioxide recovery from industrial processes. *Energy Conversion and Management* 36, s. 827–830.
- Fauth i in. 2005 – Fauth, D.J., Frommell, E.A., Hoffman, J.S., Reasbeck, R.P. i Pennile, H.W. 2005. Eutetic salt promoted lithium ironate: Novel high temperature sorbent for CO₂ capture. *Fuel Processing Technology* 36 (14–15), s. 1503–1521.
- Herzog, H. 2000. The Economics of CO₂ Separation and Capture. *Technology* 7, suppl. 1, s. 13–23.
- Hendriks i in. 2004 – Hendriks, C., Graus, W. i van Bergen, F. 2004. Global carbon dioxide storage potential and costs. *Report Ecofys & The Netherland Institute of Applied Geoscience TNO*, Ecofys Report EEP02001.
- Idem i in. 2006 – Idem, R., Wilson, M., Tontiwachwuthikul, P., Chakma, A., Vewab, A., Aroonwilas, A. i Gelowitz, D. 2006. Pilot plant studies of the CO₂ capture performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDEA solvents at university of regina CO₂ capture technology development plant and the boundary dam CO₂ demonstration plant. *Ind. Eng. Chem. Res.* 45(8), s. 2414–2420.
- Ma'mun i in. 2004 – Ma'mun, S., Svendsen, H., Hoff, K. A. i Juliussen, O. 2004. Selection on New Absorbents for Carbon Dioxide Capture. *GHGT-7 Conference*, Vancouver B.C., Canada, September 5–9.
- Rogowski, W. 2013. *Rachunek efektywności inwestycji. Wyzwania teorii i potrzeby praktyki*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska, s. 261–300.
- Tarkowski, R. i Uliasz-Misiak, B. 2007. Podziemne składowanie – sposób na dwutlenek węgla. *Przegląd Geologiczny* nr 8, s. 655–660.
- Wieclaw-Solny i in. 2011 – Wieclaw-Solny, L., Ściążko, M., Tatarczuk, A., Krótki, A. i Wilk, A. 2011. Czy CCS może być tańszy? –W poszukiwaniu nowych sorbentów CO₂. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* t. 14, z. 2.
- Yeh i in. 2005 – Yeh, J.T., Resnik, K.P., Rygle, K. i Pennline, H.W. 2005. Semibatch absorption and regeneration studies for CO₂ capture by aqueous ammonia. *Fuel Process. Technol.* 86(14–15), s. 1533–1546.