

Piotr Kosowski*, Stanisław Rychlicki*, Jerzy Stopa*

**ANALIZA KOSZTÓW SEPARACJI CO₂ ZE SPALIN
W ZWIĄZKU Z MOŻLIWOŚCIĄ JEGO PODZIEMNEGO
SKŁADOWANIA****

1. WSTĘP

Problem emisji gazów cieplarnianych wzbudza coraz większe zainteresowanie, wynikające z widocznych efektów zmian klimatycznych. Porozumienie z Kyoto, zawarte w listopadzie 1997 roku, zmusiło sygnatariuszy na całym świecie do poszukiwania sposobów obniżenia emisji gazów cieplarnianych.

Program ograniczenia emisji CO₂ jest najłatwiejszy do wprowadzenia w przypadku dużych, jednostkowych źródeł emisji, czyli dużych zakładów przemysłowych i elektrowni.

W artykule, na podstawie przeglądu literatury światowej, zostały przedstawione wyniki badań nad przechwytywaniem CO₂ ze spalin pochodzących z elektrowni i jego podziemnym składowaniem, ze szczególnym uwzględnieniem kosztów separacji CO₂, przeprowadzonych i opublikowanych w ciągu ostatnich lat.

2. KOSZTY PRZECHWYTYWANIA CO₂

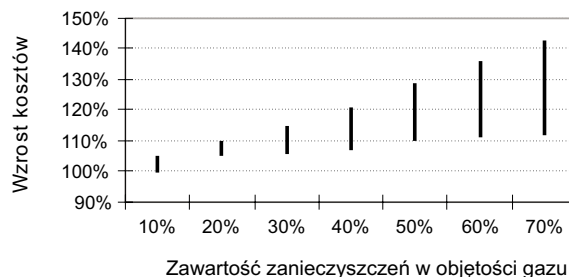
Istnieją dwa podejścia do przechwytywania spalin z elektrowni:

- 1) zatrzymuje się tylko CO₂,
- 2) przechwytywane są również inne składniki spalin.

Składowanie CO₂ razem z innymi gazami wymaga ponoszenia znacznie większych kosztów, w przeliczeniu na 1 tonę unikniętej emisji CO₂, niż składowanie samego CO₂. Rysunek 1 pokazuje wzrost kosztów sekwestracji w przeliczeniu na unikniętą emisję CO₂, w zależności od ilości zanieczyszczeń, takich jak np. azot i jego tlenki, tlenki siarki, siarkowodór, w strumieniu gazów.

* Wydział Wiertnictwa, Nafty i Gazu AGH, Kraków

** Opracowano w ramach badań statutowych na Wydziale Wiertnictwa Nafty i Gazu AGH



Rys. 1. Orientacyjny wzrost kosztów sekwestracji w zależności od ilości zanieczyszczeń [8]

Istnieje także koncepcja spalania węgla w czystym tlenie zamiast w powietrzu atmosferycznym, co eliminowałoby główny składnik spalin, czyli azot i tlenki azotu. Dużemu uproszczeniu poddany zostałby proces przechwytywania, co zmniejszyłoby znacznie koszty. Występują tu niestety duże trudności wynikające z bardzo wysokiej temperatury spalania w tlenie, niedopuszczalnej dla materiałów, z których zbudowane są kotły. Zastosowanie tego rozwiązania jest możliwe w nowoczesnych kotłach fluidalnych. Pojawia się jednak następny problem, czyli uzyskiwanie dużych ilości czystego tlenu i związane z tym koszty.

W celu porównania kosztów związanych z przechwytywaniem CO₂ pokazano związany z nim wzrost kosztu energii elektrycznej, a także procentowy spadek mocy elektrowni (wynikający ze zużycia jej na proces separacji i przechwytywania). Średnie wartości parametrów dla elektrowni oraz porównanie kosztów zawiera tabela 1.

W elektrowniach opalanych węglem tańszym rozwiązaniem są kotły pyłowe (PC) – koszt inwestycji ok. 1150 USD na 1 kW, a koszt produkcji 1 kWh to 4,3 c. Nie brane są tu jednak pod uwagę koszty związane z emisją zanieczyszczeń, a warto zwrócić uwagę na to, że elektrownie tego typu charakteryzują się najmniejszą sprawnością cieplną oraz najwyższą emisją zanieczyszczeń. Koszty inwestycji elektrowni typu IGCC (blok gazowo-parowy ze zintegrowanym zgazowaniem węgla) są zdecydowanie wyższe (ok. 1300 USD na 1 kW), ale cechuje je większa sprawność i mniejsza emisja CO₂. Koszt 1 kWh wyprodukowanej w takiej elektrowni wynosi ok. 4,6 c.

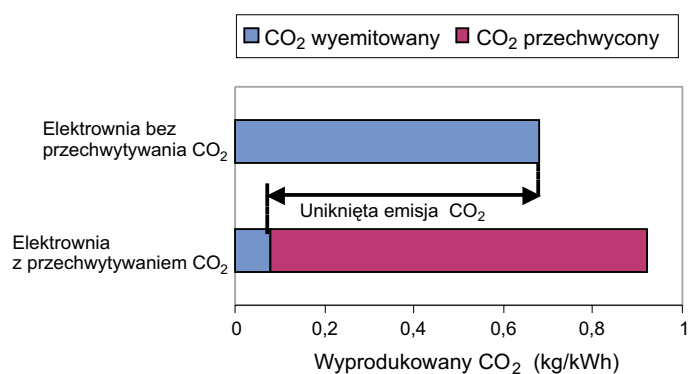
Jeżeli poddamy analizie elektrownie separujące i przechwytyjące dwutlenek węgla, to tańszy okazuje się wariant wykorzystujący kotły IGCC, dla którego koszty inwestycji wynoszą 1730 USD na 1 kW, a koszt produkcji 1 kWh 6 c, przy kosztach dla elektrowni wykorzystujących węglowe kotły pyłowe (PC) ok. 1967 USD na 1 kW i kosztach produkcji 1 kWh na poziomie 6,9 c. Większa jest także sprawność cieplna takiej elektrowni i mniejszy spadek mocy netto, w porównaniu z elektrowniami nie eliminującymi CO₂ ze spalin.

Rozpatrując koszty modernizacji istniejących już elektrowni, poprzez stworzenie instalacji umożliwiających separację CO₂, można zauważyć, że najmniejsze nakłady wymagane są dla kotłów IGCC, a największe – dla kotłów pyłowych.

W celu oszacowania kosztów przechwytywania w przeliczeniu na 1 tonę CO₂ należy wprowadzić pojęcie unikniętej emisji dwutlenku węgla. Jest to różnica pomiędzy emisją dwutlenku węgla bez przechwytywania i z przechwytywaniem (rys. 2).

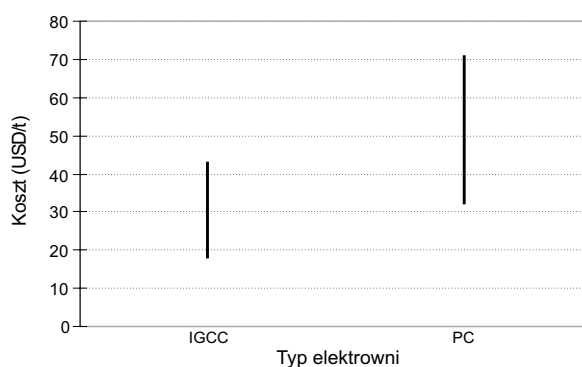
Tabela 1
Wybrane parametry elektrowni wraz z ich porównaniem [5]

Wyszczególnienie	Jednostka	Rodzaj elektrowni	
		PC	IGCC
		Wartość	Wartość
Elektrownia bez przechwytywania CO ₂			
Koszty inwestycji	USD/kW	1150	1300
Moc	MW	500	500
Emisja CO ₂	Kg/kWh	0,77	0,74
Sprawność cieplna	%	40,3	42,0
Energia potrzebna do wytworzenia 1 kWh	Btu/kWh	8462	8124
Koszt energii elektrycznej	c/kWh	4,3	4,6
Elektrownia z przechwytywaniem CO ₂			
Koszty inwestycji	USD/kW	1967	1730
Moc	MW	400	421
Emisja CO ₂	Kg/kWh	0,10	0,09
Sprawność cieplna	%	32,2	35,4
Energia potrzebna do wytworzenia 1 kWh	Btu/kWh	10581	9639
Koszt energii elektrycznej	c/kWh	6,9	6,0
Porównanie			
Przyrost kosztu energii elektrycznej	c/kWh	2,6	1,4
Spadek mocy	%	20	16



Rys. 2. Różnica pomiędzy przechwyconym dwutlenkiem węgla a jego unikniętą emisją [5]

Różnice w produkcji CO₂ na 1 kWh przedstawione na rysunku 2 wynikają ze spadku mocy netto elektrowni w przypadku przechwytywania dwutlenku węgla. Koszty przechwytywania w przeliczeniu na tak zdefiniowaną unikniętą emisję CO₂ w zależności od technologii spalania przedstawia rysunek 3. Wynika z niej, że przechwytywanie dwutlenku węgla z elektrowni korzystających z kotłów pyłowych jest zdecydowanie najdroższe, a z elektrowni wykorzystujących technologię IGCC – najtańsze.



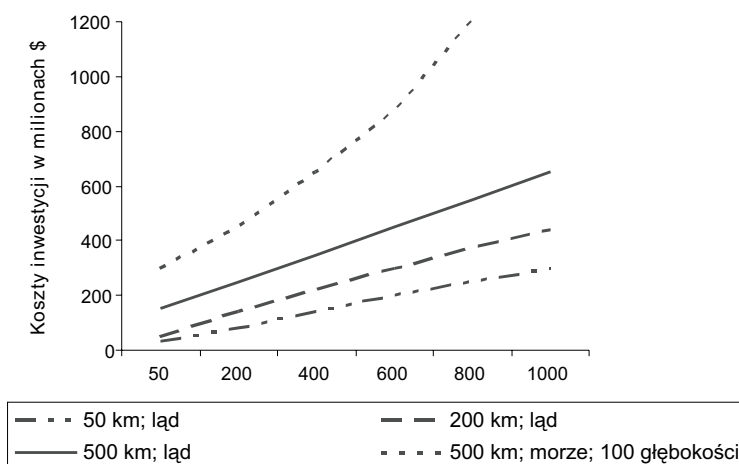
Rys. 3. Koszty 1 tony unikniętej emisji CO₂ w zależności od rodzaju elektrowni [5]

Warto wspomnieć o innej technologii spalania węgla, a mianowicie o spalaniu w kotłach fluidalnych. Technologia ta zyskuje sobie coraz większą popularność, również w Polsce. Wiele polskich elektrowni zdecydowało się już na zastąpienie tradycyjnych kotłów pyłowych kotłami fluidalnymi. Technologia ta charakteryzuje się o wiele wyższą sprawnością cieplną – sięgającą 48%. Spalanie następuje w niższej temperaturze niż w kotłach innego rodzaju i w związku z tym znacznemu ograniczeniu ulega emisja tlenków siarki i azotu. Kotły tego rodzaju umożliwiają także efektywne spalanie paliw gorszej jakości.

Istotnym faktem są także o wiele mniejsze nakłady inwestycyjne w stosunku do technologii IGCC, a także mniejsze rozmiary instalacji. Koszt wytworzenia 1 kWh, bez separacji i przechwytywania CO₂, szacowany jest na ok. 3,40 c.

3. KOSZTY TRANSPORTU W RUROCIĄGACH I SEKWESTRACJI GEOLOGICZNEJ

Koszty kompresji i transportu rurociągiem to funkcja wielkości przepływu CO₂ i odległości źródła od miejsca składowania. Dla rurociągów morskich koszt zależy także od głębokości morza. Im większy przepływ lub odległość, tym większe straty ciśnienia. Dlatego też wymagane są większe rurociągi lub budowa pośrednich stacji kompresujących. Ich instalacja jest o wiele łatwiejsza i tańsza dla rurociągów na lądzie. Wykres pokazany na rysunku 4 przedstawia koszty inwestycji w zależności od wielkości przepływu CO₂ dla różnych odległości w warunkach australijskich.



Rys. 4. Koszty sekwestracji w zależności od odległości źródła od miejsca przechowywania [10]

Koszty inwestycyjne są w wysokim stopniu związane z przepustowością urządzeń, głębokością złoża, głębokością morza (gdy miejsce składowania znajduje się pod dnem morskim) oraz od właściwości złoża. Takie czynniki, jak słaba przepuszczalność, wysokie ciśnienie w złożu, znaczna jego głębokość, wysoka wymagana przepustowość urządzeń znacznie zwiększają koszty przedsięwzięcia.

W podawanych w literaturze przykładach inwestycji w Australii koszty sekwestracji w przeliczeniu na 1 tonę CO₂ wahają się od 5 USD do ponad 20 USD [10]. Koszty w znacznej mierze zależą od przepływu CO₂ (im większy przepływ tym mniejszy jednostkowy koszt), odległości od źródła do miejsca składowania oraz tego, czy jest to miejsce położone na lądzie czy pod dnem morskim.

4. PODSUMOWANIE

Separacja i składowanie CO₂ stwarza szansę znacznego ograniczenia emisji tego gazu do atmosfery. Najbardziej kosztownym elementem tego procesu jest separacja gazu w elektrowniach, dlatego też rozważany jest wariant przechwytywania całości spalin, co zwiększałoby koszty transportu i zatłaczania, ale równocześnie zmniejszało koszty przechwytywania. Badana jest także możliwość spalania w czystym tlenie, co znacznie uprościłoby proces przechwytywania.

W przypadku przechwytywania czystego CO₂, zdecydowanie najtańsze jest wykorzystanie kotłów IGCC. Rozwiązanie to ma jednak istotną wadę – wysokie koszty inwestycji. W związku z tym perspektywiczne wydaje się wykorzystanie technologii spalania w kotłach fluidalnych, zwłaszcza, że już wiele polskich przedsiębiorstw z branży energetycznej zdecydowało się na zastąpienie nimi tradycyjnych kotłów pyłowych. Technologia ta stwarza duże możliwości ograniczania emisji gazów cieplarnianych do atmosfery, a poza tym jest znacznie tańsza od IGCC.

Poważnym impulsem, skłaniającym do przechwytywania dwutlenku węgla może być wynikający z porozumieniem z Kyoto handel prawami do emisji gazów. Znaczne ograniczenie własnej emisji CO₂, na przykład poprzez jego separację i podziemne składowanie, umożliwia odsprzedanie na tym rynku praw do emisji tego gazu.

LITERATURA

- [1] Biggs S.D.: *Sequestering Carbon from Power Plants: The Jury is Still Out*. M.I.T. Masters Thesis, 2000
- [2] Biggs S., Herzog H., Reilly J., Jacoby H.: *Economic Modeling of CO₂ Capture and Sequestration*. Presented at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 13–16 August 2000
- [3] Dave N.C., Duffy G.J., Edwards J.H.: *Economic Evaluation of Capture and Sequestration of CO₂ from Australia Black Coal-Fired Power Stations*. GHGT-5, 2000
- [4] David J., Herzog H.: *The Cost of Carbon Capture*. Presented at the Fifth International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Cairns, Australia, 13–16 August 16 2000
- [5] Herzog H.: *The Economics of CO₂ Separation and Capture*. Technology, vol. 7, supplement 1, 13–23, 2000
- [6] Herzog H.: *The Economics of CO₂ Capture*. MIT Energy Laboratory, 1999
- [7] Medina M., Bond G., Stringer J.: *An Overview of Carbon Dioxide Sequestration*. The Electrochemical Society Interface, 2001
- [8] Nguyen D.N., Allinson W.G.: *The Economics of CO₂ Capture and Geological Storage*. SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Melbourne, Australia 2002
- [9] Nguyen D.N., Allinson W.G.: *CO₂ Geological Storage Economics*. University of New South Wales, Sydney, NSW 2052, Australia
- [10] Nguyen D.N.: *Carbon Dioxide Geological Sequestration: Technical and Economic Reviews*. SPE 81199, 2003