

Lesław ZAPART*, Marek SCIAŻKO**, Krzysztof DRESZER**

Estymacja kosztów wytwarzania produktów konwersji węgla

STRESZCZENIE. Wybór opcji technologii konwersji węgla ukierunkowanej na wytwarzanie energii elektrycznej, wodoru, metanolu oraz paliw płynnych zasadniczo musi być związany z jego zgazowaniem. W pracy przedstawiono metody oraz wyniki szacowania kosztów eksploatacji instalacji dla wybranych układów technologicznych, z uwzględnieniem kosztów usuwania, transportu i magazynowania dwutlenku węgla a także kosztów zakupu uprawnień do emisji CO₂. Koszty eksploatacyjne instalacji obejmują: koszty operacyjne niepaliwowe (stałe i zmienne), koszty kapitałowe, koszty węgla, koszty transportu, składowania i monitoringu CO₂. Estymacja kosztów została przeprowadzona z dokładnością jak dla studium przedrealizacyjnego (*pre-feasibility*), tj. ±30%. Rachunek kosztów sporządzono dla dwóch scenariuszy: a) scenariusz 1 – przewidujący, w świetle prognozowanych zmian dotyczących praw do emisji CO₂, zakup 100% uprawnień do emisji dwutlenku węgla; b) scenariusz 2 – przewidujący budowę instalacji usuwania, transportu i składowania CO₂.

SŁOWA KLUCZOWE: koszty wytwarzania, konwersja węgla, zgazowanie, poligeneracja, paliwa ciekłe, wodór, metanol, usuwanie CO₂, transport i magazynowanie CO₂

Wprowadzenie

Spośród przyszłościowych metod konwersji węgla największe znaczenie odegrają technologie zgazowania. Proces zgazowania węgla stanowi efektywną metodę wytwarzania

* Mgr, ** Dr inż. — Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla, Zabrze; e-mail: office@ichpw.zabrze.pl

gazu syntezowego, który może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej (oraz ciepła) lub jako surowiec do produkcji substancji chemicznych (w tym wodoru i metanolu) oraz paliw płynnych. Aktualne kierunki realizacji nowych technologii zgazowania węgla kształtowane są w nowoczesnych rozwiązaniach aparaturowych i procesowych, zapewniających uzyskiwanie dużych wydajności, wysokich sprawności przetwarzania i jednocześnie wysokiego bezpieczeństwa technicznego i ekologicznego. Głównym wyzwaniem związanym z wykorzystaniem węgla dla przetwórstwa chemicznego jest podniesienie sprawności energetycznej zgazowania węgla oraz opracowanie nowych metod zgazowania pozwalających prowadzić proces efektywnie i ukierunkowanych selektywnie na przykład na bezpośrednie wytwarzanie wodoru.

W celu oszacowania kosztów wytwarzania produktów konwersji węgla wg różnych rozwiązań technologicznych opartych o zgazowanie węgla poddano je analizie z uwzględnieniem kosztów usuwania, transportu i magazynowania CO₂ (CCS).

W pracy przedstawiono metody oraz wyniki szacowania kosztów eksploatacji instalacji dla wybranych układów technologicznych opartych o zgazowanie węgla, tzn. podstawowego – zintegrowanego z zespołem turbin parowo-gazowych (IGCC) oraz poligeneracyjnych – wytwarzających równocześnie energię elektryczną, wodór, metanol oraz paliwa silnikowe metodą syntezy Fischer-Tropsch'a.

1. Metody szacowania kosztów eksploatacji

W niniejszym punkcie pracy przedstawiono metodologię szacowania kosztów eksploatacji instalacji dla układów technologicznych zgazowania węgla i produkcji energii elektrycznej (IGCC) oraz paliw gazowych i płynnych, z uwzględnieniem kosztów usuwania, transportu i składowania CO₂ (CCS).

Uśrednione koszty eksploatacji

Uśredniony koszt wytwarzania elektryczności, paliw płynnych, wodoru i metanolu wyznaczony został w oparciu o uproszczony model prezentowany w [15].

Formuła obliczania uśrednionego kosztu eksploatacji wg tego modelu jest następująca:

$$UKE_n = \frac{(WKK_n)(NI) + \sum_{i=1}^m (WKS_{Si})(KS_{Si}) + (WWM) \sum_{i=1}^m (WKZ_{Zi})(KZ_{Zi})}{(WWM)(MWh \text{ lub } Mg)} \quad (1)$$

gdzie: UKE_n – uśredniony koszt eksploatacji w okresie n lat życia projektu, PLN/MWh, PLN/Mg,
 n – okres uśredniania kosztu (30 lat),
 WKK – współczynnik kosztów kapitałowych dla okresu uśrednienia n ,
 NI – nakłady inwestycyjne,

- WKS_{Si} – współczynnik uśredniania dla m kategorii kosztów operacyjnych stałych,
- KS_{Si} – m kategorii kosztów operacyjnych stałych wyrażonych w cenach pierwszego roku realizacji,
- WWM – współczynnik wykorzystania mocy,
- WKZ_{Zi} – współczynnik uśredniania dla m kategorii kosztów operacyjnych zmiennych,
- KZ_{Zi} – m kategorii kosztów operacyjnych zmiennych dla 100% WWM wyrażonych w cenach pierwszego roku realizacji,
- MWh/Mg – roczna produkcja elektryczności netto/paliw płynnych/wodoru/metanolu dla 100% WWM.

Inny sposób szacowania uśrednionego kosztu eksploatacji z wykorzystaniem metody dyskonta przedstawiony został w [16]. W tym przypadku ma zastosowanie następująca formuła:

$$UKE_n = \frac{\sum_{t=1}^n (KI_t + KO_t + KW_t)(1+r)^{-t}}{\sum_{t=1}^n E_t(1+r)^{-t}} \quad (2)$$

- gdzie: UKE_n – uśredniony koszt wytwarzania elektryczności/paliw płynnych/wodoru/metanolu,
 n – okres uśredniania kosztu (ekonomiczny czas życia projektu),
 KI_t – koszty inwestycyjne w roku t ,
 KO_t – koszty operacyjne w roku t ,
 KW_t – koszty węgla w roku t ,
 E_t – produkcja energii elektrycznej/wodoru/metanolu w roku t ,
 r – stopa dyskonta.

Średnioroczne koszty wytwarzania energii elektrycznej, paliw płynnych, wodoru i metanolu oszacowano wg wzoru (1) uwzględniając stałe i zmienne koszty operacyjne (O&M), koszty węgla, koszty kapitałowe oraz koszty transportu, składowania i monitoringu (TS&M) CO₂. Współczynnik kosztów kapitałowych dla 20-letniego okresu uśredniania (równy założonemu czasowi ekonomicznego życia instalacji), obliczony został przy pomocy stawki amortyzacji oraz kosztów kapitału obcego oraz własnego i wynosi 0,143. Współczynniki uśredniania dla m kategorii kosztów operacyjnych zależą od przyjętych parametrów ekonomicznych. Koszty TS&M CO₂ przyjęte zostały na podstawie innych opracowań i obliczeń własnych, wykonanych w ramach innych prac [11–14].

2. Podstawowe dane i założenia ekonomiczno-finansowe

Szacunki kosztów eksploatacyjnych instalacji technologicznych wytwarzających energię elektryczną oraz produkty chemiczne konwersji węgla wyznaczone zostały w oparciu o dane raportów amerykańskich i europejskich firm konsultingowych [2–10], a w szczególności

Worley Parsons Group Inc., EPRI, Bechtel Corp., Siemens jak również na podstawie aktualnych cen, stawek i taryf podatkowych, ekspertyz, wiedzy oraz doświadczeń polskich biur projektów i realizacji inwestycji. Przyjęto następujące kluczowe dane i założenia kosztowe:

- ✧ wszystkie koszty prezentowane są jako *overnight costs*¹ na bazie 2007 roku z uwzględnieniem indeksów wzrostu cen w okresie do końca roku 2008,
- ✧ szacunki kosztów prowadzono w cenach stałych bez uwzględniania inflacji i eskalacji cen w latach następnych,
- ✧ koszty eksploatacyjne instalacji obejmują: koszty operacyjne (stałe i zmienne), koszty kapitałowe, koszty węgla, koszty transportu, składowania i monitoringu CO₂,
- ✧ instalacje do transportu, składowania i monitoringu (TS&M) CO₂ umożliwiają przesyłanie wymaganych ilości dwutlenku węgla w fazie ciekłej rurociągiem o średnicy DN 250 i długości około 100 km bez pompowni na trasie,
- ✧ estymacja kosztów została przeprowadzona z dokładnością jak dla studium przedrealizacyjnego (*pre-feasibility*), tj. $\pm 30\%$ [1].

Pozostałe dane wejściowe i operacyjne instalacji oraz założenia ekonomiczno-finansowe [12, 14] przedstawiają się następująco:

- ✧ Dane wejściowe projektu:
 - ✧ Lokalizacja – Polska
 - ✧ Klasyfikacja projektu – Nowy
 - ✧ Produkt 1 – Energia elektryczna
 - ✧ Produkt 2 – Paliwa płynne
 - ✧ Produkt 3 – Wodór
 - ✧ Produkt 4 – Metanol
 - ✧ Paliwo – Węgiel kamienny
- ✧ Dane wejściowe i operacyjne instalacji:
 - ✧ Współczynnik rocznego czasu efektywnej pracy – 85%
 - ✧ Roczna liczba godzin pracy – 7 446
 - ✧ Energia elektryczna:
 - Produkcja energii elektrycznej bez usuwania CO₂ (MWh/rok) – 4 658 218
 - Produkcja energii elektrycznej z usuwaniem CO₂ (MWh/rok) – 3 745 412
 - Emisja CO₂ bez CCS (Mg/rok) – 4 467 600
 - Emisja CO₂ z CCS (Mg/rok) – 647 802
 - ✧ Paliwa płynne
 - Zużycie węgla kamiennego (Mg/rok) – 5 584 500
 - Produkcja paliw płynnych (Mg/rok) – 1 088 606
 - Emisja CO₂ bez CCS (Mg/rok) – 6 582 264
 - Emisja CO₂ z CCS (Mg/rok) – 303 797
 - ✧ Wodór
 - Produkcja wodoru (Mg/rok) – 81 467
 - Emisja CO₂ bez CCS (Mg/rok) – 1 402 529
 - Emisja CO₂ z CCS (Mg/rok) – 192 107

¹ Nakłady bez odsetek skapitalizowanych w okresie budowy

- ✧ Metanol
 - Produkcja metanolu (Mg/rok) – 462 680
 - Emisja CO₂ bez CCS (Mg/rok) – 850 035
 - Emisja CO₂ z CCS (Mg/rok) – 155 249
- ✧ Specyfikacja paliw i produktów:
 - Średnia wartość opałowa węgla kamiennego (MJ/kg) – 20
 - Wartość opałowa paliw ciekłych (MJ/m³) – 34 300
 - Gęstość paliw ciekłych (kg/m³) – 780
 - Wartość opałowa wodoru (MJ/m³) – 11
 - Gęstość wodoru (kg/m³) – 0,090
 - Wartość opałowa metanolu (MJ/m³) – 16 000
 - Gęstość metanolu (kg/m³) – 792
- ✧ Założenia ekonomiczno-finansowe:
 - Koszt węgla kamiennego (PLN/GJ_{LHV}) – 12
 - Koszt uprawnień do emisji CO₂ (PLN /t) – 156
 - Czas ekonomicznego życia instalacji (w latach) – 20
 - Przyjęty kurs USD/PLN – 3
 - Przyjęty kurs EUR/PLN – 4

3. Koszty eksploatacyjne technologii konwersji węgla

Rachunek kosztów sporządzono dla dwóch scenariuszy:

- ✧ **scenariusz 1** – przewidujący, w świetle prognozowanych zmian dotyczących obowiązkowego zakupu praw do emisji CO₂ od roku 2013, że po wybudowaniu zakładu kupuje się 100% uprawnień do emisji dwutlenku węgla po cenie 39 EURO za tonę;
- ✧ **scenariusz 2** – przewidujący budowę instalacji transportu i składowania CO₂. W tym scenariuszu ponosimy nakłady na zakup i montaż instalacji sekwestracji dwutlenku węgla, dzięki której znaczna część emisji jest składowana w wyznaczonych strukturach geologicznych; dla pozostałej wyemitowanej do atmosfery ilości CO₂, istnieje obowiązek całkowitego zakupu uprawnień do emisji po cenie jw.

Przeanalizowane zostały następujące warianty technologiczne:

- ✧ Wariant I: Instalacja IGCC do produkcji energii elektrycznej bez CCS
- ✧ Wariant Ia: Instalacja IGCC do produkcji energii elektrycznej z CCS
- ✧ Wariant II: Instalacja FT do produkcji paliw silnikowych bez CCS
- ✧ Wariant IIa: Instalacja FT do produkcji paliw silnikowych z CCS
- ✧ Wariant III: Instalacja H₂ do produkcji wodoru bez CCS
- ✧ Wariant IIIa: Instalacja H₂ do produkcji wodoru z CCS
- ✧ Wariant IV: Instalacja MeOH do produkcji metanolu bez CCS
- ✧ Wariant IVa: Instalacja MeOH do produkcji metanolu z CCS

3.1. Elektrownia gazowo-parowa – IGCC

Wyniki szacunku kosztów eksploatacji przedstawiono w poniższych tabelach.

Jednostkowe koszty wytwarzania energii elektrycznej bez kosztów uprawnień do emisji CO₂ zilustrowano na rysunku 1.

Charakterystyczny wskaźnik jednostkowych kosztów elektryczności przyjmuje wartość 231,3 zł/MWh i 328,1 zł/MWh odpowiednio dla instalacji bez i z CCS. Zatem koszty eksploatacji instalacji z CCS powodują wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej o nieco ponad 40 proc.

Po uwzględnieniu kosztów uprawnień do emisji CO₂ sytuacja ulega odwróceniu, co pokazano na rysunku 2.

Obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej z 231,3 do 380,9 zł/MWh oraz z 328,1 do 337,4 zł/MWh odpowiednio dla instalacji bez i z CCS. W tym przypadku, zatem energia z instalacji bez CCS będzie droższa od energii z instalacji z CCS o 13%.

TABELA 1. Wyniki szacunku kosztów eksploatacji – wariant I (IGCC bez CCS)

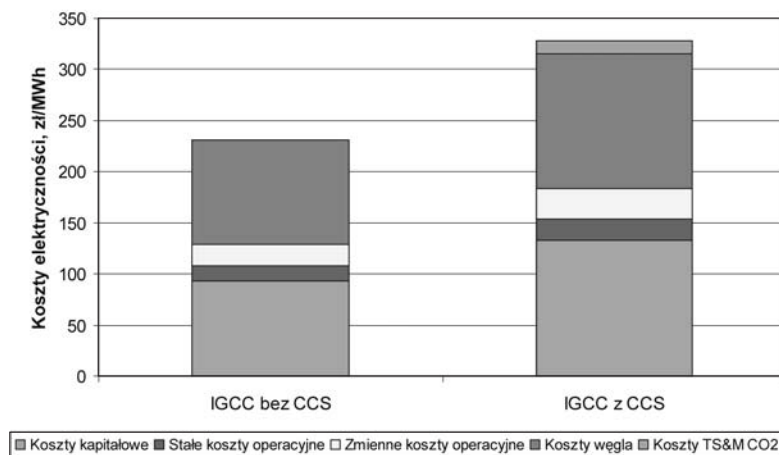
TABLE 1. Production costs estimating – variant I (IGCC w/o CCS)

Składniki kosztów	Koszt roczny	
	tys. PLN	PLN/MWh
Węgiel	475 354	102,05
Stałe koszty operacyjne	70 513	15,14
Zmienne koszty operacyjne	96 497	122,76
Koszty kapitałowe	434 965	93,38
Razem koszty eksploatacji	1 077 329	231,27

TABELA 2. Wyniki szacunku kosztów eksploatacji – wariant Ia (IGCC z CCS)

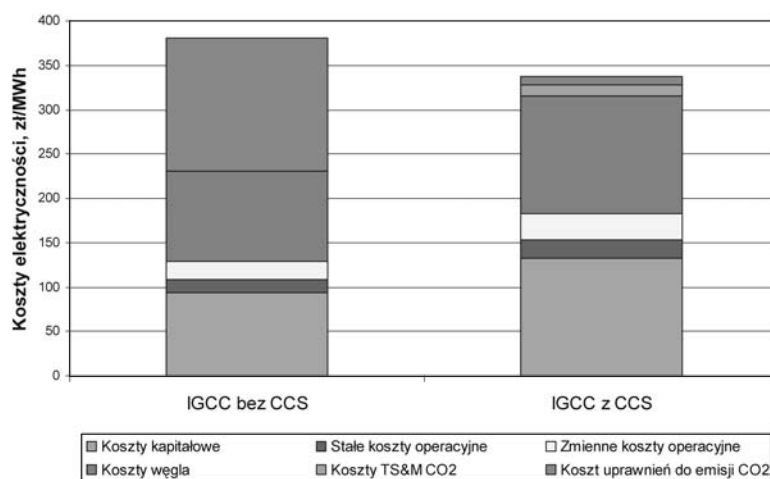
TABLE 2. Production costs estimating – variant Ia (IGCC w/ CCS)

Składniki kosztów	Koszt roczny	
	tys. PLN	PLN/MWh
Węgiel	495 445	132,28
Stałe koszty operacyjne	77 735	20,75
Zmienne koszty operacyjne	111 544	162,06
Koszty TS&M CO ₂	47 643	12,72
Koszty kapitałowe	496 582	132,58
Razem koszty eksploatacji	1 228 949	328,12



Rys. 1. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej bez kosztów uprawnień do emisji CO₂

Fig. 1. Unit cost of electricity by cost component without cost of CO₂ emissions allowance



Rys. 2. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej z kosztami uprawnień do emisji CO₂

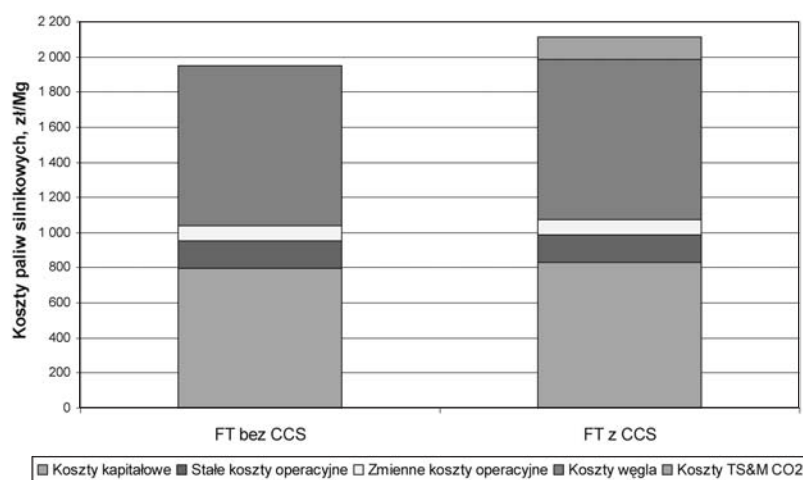
3.2. Instalacje do produkcji paliw gazowych i płynnych – FT, H₂, MeOH

Koszty eksploatacji instalacji do produkcji paliw gazowych i płynnych oszacowane zostały uwzględniając składniki kosztów jak dla IGCC, tj. stałe i zmienne koszty operacyjne

koszty węgla, koszty kapitałowe oraz koszty transportu, składowania i monitoringu (TS&M) CO₂.

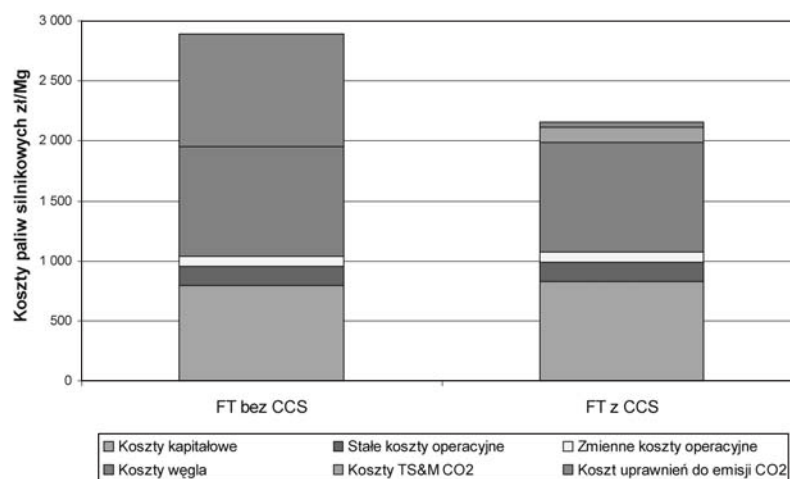
Paliwa silnikowe

Jednostkowe koszty wytwarzania paliw silnikowych bez kosztów uprawnień do emisji CO₂ zilustrowano na rysunku 3.



Rys. 3. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania paliw silnikowych bez kosztów uprawnień do emisji CO₂

Fig. 3. Unit cost of liquids by cost component without cost of CO₂ emissions allowance



Rys. 4. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania paliw silnikowych z kosztami uprawnień do emisji CO₂

Fig. 4. Unit cost of liquids by cost component with cost of CO₂ emissions allowance

Jednostkowe koszty wytwarzania paliw silnikowych dla instalacji z CCS wynoszą 2115,2 zł za tonę i są wyższe od kosztów dla instalacji bez CCS o nieco ponad 8%.

Po uwzględnieniu kosztów uprawnień do emisji CO₂ koszty eksploatacji instalacji do wytwarzania paliw silnikowych bez CCS znacznie przekraczają koszty eksploatacji instalacji z CCS, co pokazano na rysunku 4.

Obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost kosztów wytwarzania paliw silnikowych dla instalacji bez CCS z 1950,7 do 2893,9 zł/Mg i będą one wyższe od kosztów dla instalacji z CCS o ponad 34%.

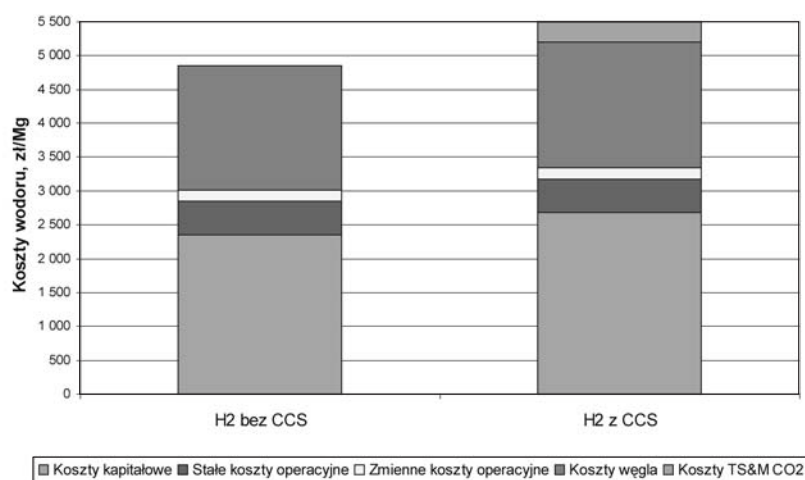
Wodór

Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru bez kosztów uprawnień do emisji CO₂ zilustrowano na rysunku 5.

Jednostkowe koszty wytwarzania wodoru dla instalacji z CCS wynoszą 5499,7 zł za tonę i są wyższe od kosztów dla instalacji bez CCS o nieco ponad 13%.

Po uwzględnieniu kosztów uprawnień do emisji CO₂ koszty eksploatacji instalacji do wytwarzania wodoru bez CCS znacznie przekraczają koszty eksploatacji instalacji z CCS, co pokazano na rysunku 6.

Obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost kosztów wytwarzania wodoru dla instalacji bez CCS z 4857,9 do 7543,6 zł/Mg i będą one wyższe od kosztów dla instalacji z CCS o około 27%.

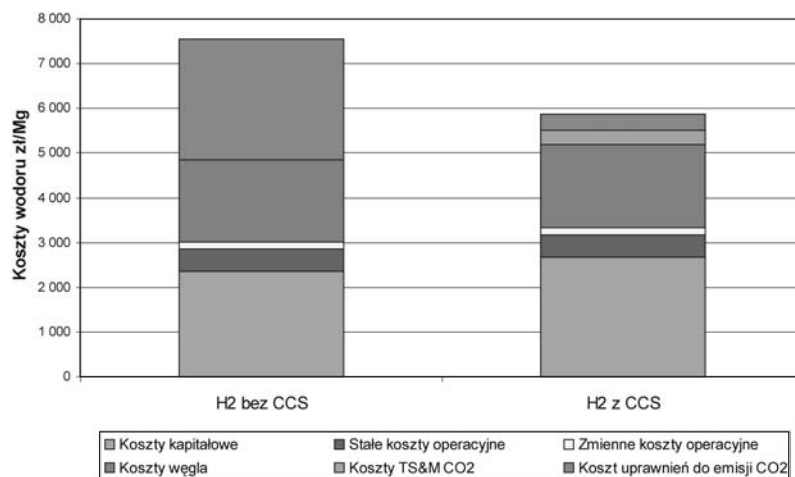


Rys. 5. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania wodoru bez kosztów uprawnień do emisji CO₂

Fig. 5. Unit cost of hydrogen by cost component without cost of CO₂ emissions allowance

Metanol

Jednostkowe koszty wytwarzania metanolu bez kosztów uprawnień do emisji CO₂ zilustrowano na rysunku 7.

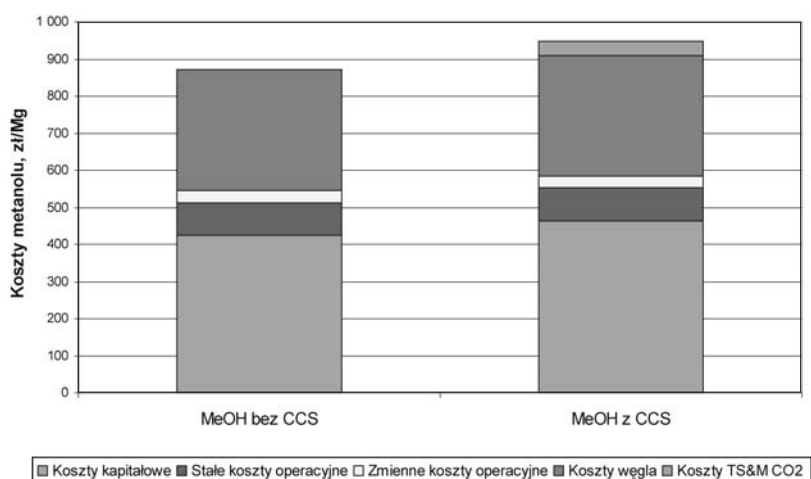


Rys. 6. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania wodoru z kosztami uprawnień do emisji CO₂

Fig. 6. Unit cost of hydrogen by cost component with cost of CO₂ emissions allowance

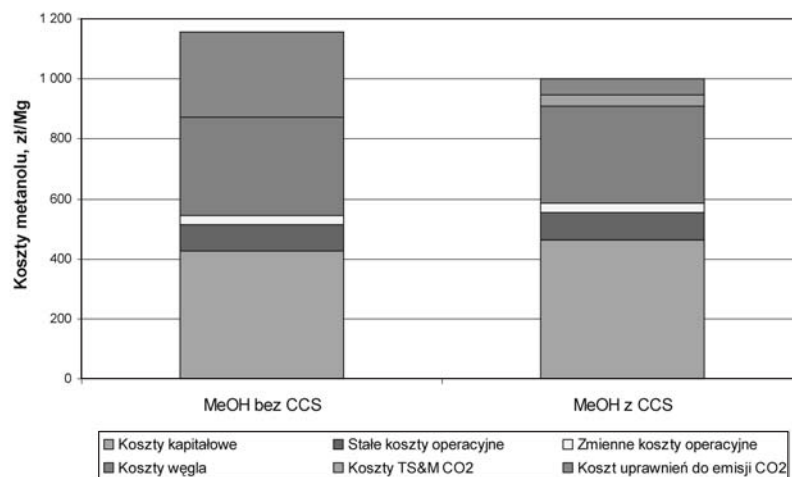
Jednostkowe koszty wytwarzania metanolu dla instalacji z CCS wynoszą 947,6 zł za tonę i są wyższe od kosztów dla instalacji bez CCS o około 9%.

Po uwzględnieniu kosztów uprawnień do emisji CO₂ koszty eksploatacji instalacji do wytwarzania metanolu bez CCS przekraczają koszty eksploatacji instalacji z CCS, co pokazano na rysunku 8.



Rys. 7. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania metanolu bez kosztów uprawnień do emisji CO₂

Fig. 7. Unit cost of methanol by cost component without cost of CO₂ emissions allowance



Rys. 8. Struktura jednostkowych kosztów wytwarzania metanolu z kosztami uprawnień do emisji CO₂

Fig. 8. Unit cost of methanol by cost component with cost of CO₂ emissions allowance

Obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje wzrost kosztów wytwarzania metanolu dla instalacji bez CCS z 870,6 do 1157,2 zł/Mg i będą one wyższe od kosztów dla instalacji z CCS o 16%.

Podsumowanie

W pracy przedstawiono metody oraz wyniki szacowania kosztów eksploatacyjnych instalacji dla układów technologicznych zgazowania węgla ukierunkowanych na wytwarzanie energii elektrycznej, paliw płynnych, wodoru oraz metanolu z uwzględnieniem kosztów instalacji CCS. We wszystkich obliczeniach uwzględniono konieczność (obowiązek) usuwania CO₂ z energetyki i przemysłu chemicznego, wykorzystujących kopalne paliwa stałe, wraz z transportem CO₂ i jego bezpiecznym, długotrwałym składowaniem w strukturach geologicznych, co spowoduje wzrost kosztów wytwarzania elektryczności. Dla układu podstawowego IGCC charakterystyczny wskaźnik jednostkowych kosztów elektryczności przyjmuje wartość 231,3 zł/MWh i 328,1 zł/MWh odpowiednio dla instalacji bez i z CCS. Zatem koszty eksploatacji instalacji z CCS powodują wzrost kosztów wytwarzania energii elektrycznej o nieco ponad 40%. Jednakże obowiązek zakupu uprawnień do emisji CO₂ spowoduje, że energia z instalacji IGCC bez CCS będzie droższa od energii z instalacji IGCC z CCS o 13%.

Analiza kosztów eksploatacyjnych układów poligeneracyjnych i ich wpływu na jednostkowe koszty wytwarzania przedstawionych w pracy produktów chemicznych konwersji węgla (paliwa silnikowe, wodór, metanol) wskazuje, że mogą być one korzystniejsze pod

względem efektu ekonomicznego od jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w układzie podstawowym IGCC nawet w przypadku ponoszenia dodatkowych kosztów związanych z CCS. Bierze się to stąd, że produkty chemiczne dają większą wartość dodaną niż energia elektryczna.

Dodatkowo należy zwrócić uwagę, że obecnie brak jest jeszcze pełnoskalowych elektrowni IGCC zużywających węgiel, dlatego też pełnej gotowości do ich wdrożenia w światowej energetyce spodziewać się można dopiero około roku 2020, a w Polsce budowa pełnoskalowych elektrowni IGCC z usuwaniem i magazynowaniem CO₂ będzie możliwa w horyzoncie lat 2025–2030. Natomiast horyzont czasowy wdrożenia w Polsce elektrowni poligeneracyjnej, realizującej skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i produktów chemicznych, uzależniony będzie w praktyce od siły zbliżenia wzajemnych interesów inwestorów sektora elektroenergetycznego oraz chemicznego. Istotny wpływ na takie zbliżenie będzie kształtowany otoczeniem rynkowym, w tym m.in. bezpieczeństwem i opłacalnością dostaw surowców węglowodorowych – kreowanych przyszłymi cenami światowymi ropy naftowej i gazu ziemnego. Jeżeli rynki światowe utrzymają kurs na wysokie ceny ropy i jej produktów, to budowa elektrowni poligeneracyjnej w Polsce może okazać się atrakcyjna w stosunkowo szybkim horyzoncie czasu – nawet około 2015 roku.

Literatura

- [1] BEHRENS W., HAWRANEK P., 2006 – Manual for the Preparation Industrial Feasibility Studies, UNIDO, 1993. Project Analysis Software – COMFAR (Computer Model for Feasibility Analysis and Reporting), UNIDO.
- [2] RAO A.B., RUBIN E.S., BERKENPAS M.B., 2004 – An integrated modeling framework for carbon management technologies; Department of Engineering and Public Policy, Pittsburgh, PA 15213-3890.
- [3] AIKEN R., DITZEL K.H., MORRA F., WILSON D.S., 2004 – Coal-Based Integrated Gasification Combined Cycle: Market Penetration Strategies and Recommendations. Final Report. Department of Energy (DOE), DE-AM26-99FT40575.
- [4] GRAY D., SALERNO S., TOMLINSON G., 2004 – Current and Future IGCC Technologies: Bituminous Coal to Power, Mitretek Technical Report (USA).
- [5] Gasification Plant Cost and Performance Optimization, Task 2 Report. Coke/Coal Gasification with Liquids Co-production, Bechtel Corp., Global Energy Inc., Nexant Inc., 2003.
- [6] Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants; Final Report: Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity; DOE/NETL-2007/1281; May 2007; Revision 01.08.2007.
- [7] CHIESA P., CONSONNI S., KREUTZ T., WILLIAMS R., 2005 – Co-production of hydrogen, electricity and CO₂ from coal with commercially ready technology; Part B: Economic analysis; International Journal of Hydrogen Energy 30, 769–784.
- [8] LONGANBACH J.R., RUTKOWSKI M.D., KLETT M.G., WHITE J.S., SCHOFF R.L., BUCHANAN T.L., 2002 – Hydrogen Production Facilities Plant Performance and Cost Comparisons; The United States Department of Energy, National Energy Technology Laboratory.
- [9] The Hydrogen Economy – Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs; The National Academies Press; Washington, D.C., 2004.

- [10] LARSON E.D., TINGJIN R., 2003 – Synthetic fuel production by indirect coal Liquefaction, Princeton, Tsinghua University, USA, China.
- [11] ŚCIAŻKO M., ZAPART L., DRESZER K., 2006 – Analiza efektywności zgazowania węgla połączonego z usuwaniem ditlenku węgla; Polityka Energetyczna, Wydawnictwo IGSMiE, PAN, Kraków 2006.
- [12] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., DRESZER K., 2008 – Szacowanie nakładów inwestycyjnych przyszłościowych technologii zgazowania węgla. Karbo, nr 1, s.22–28.
- [13] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., 2008 – Efektywność ekonomiczna różnych układów technologicznych ze zgazowania węgla (3.3). Monografia „Czysta energia, produkty chemiczne i paliwa z węgla – ocena potencjału rozwojowego” IChPW Zabrze, s. 83–95.
- [14] ZAPART L., ŚCIAŻKO M., DRESZER K., 2009 – Zestawienie nakładów inwestycyjnych i cen jednostkowych (3.1–3.5). Monografia „Studium wykonalności projektu instalacji do produkcji paliw gazowych i płynnych z węgla kamiennego” Energoprojekt Katowice, IChPW Zabrze, s. 35–41.
- [15] Power System Financial Model, Ver. 5.0, NETL, September 2006.
- [16] Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update, OECD/IEA, 2005.

Lesław ZAPART, Marek ŚCIAŻKO, Krzysztof DRESZER

Estimation of operation and maintenance costs for coal conversion products

Abstract

Selection of coal processing technological option for power generation, hydrogen, methanol or liquid fuels production can be generally connected with coal gasification. Algorithms and capital investment cost estimations for chosen plant configurations are presented in the paper taking into account CCS costs. Production costs include: fixed and variable operating costs, capital costs, fuel costs, CO₂ transport, storage and monitoring costs. The cost estimates are carried with an accuracy of ±30 percent, consistent with the pre-feasibility study level. The cost estimates was prepared as with and without CO₂ capture.

KEY WORDS: production costs, coal conversion, gasification, polygeneration, liquid fuels, hydrogen, methanol, Carbon Capture and Storage (CCS)

