

Krystyna Czaplicka-Kolarz\*, Anna Śliwińska\*, Jerzy Świądrowski\*

## ALTERNATYWNE OBNIŻENIE EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W CYKLU ŻYCIA BLOKU IGCC PRZEZ USUWANIE DWUTLENKU WĘGLA LUB/I ZAGOSPODAROWANIE METANU W KOPALNI WĘGLA KAMIENNEGO

### Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę potencjalnych korzyści dla środowiska, jakie płyną z wykorzystania CH<sub>4</sub> w kopalniach węgla kamiennego, w cyklu życia systemu: kopalnia – blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla (ang. *Integrated Gasification Combined Cycle* – IGCC). Następnie wyniki porównano z możliwymi korzyściami osiągalnymi wskutek wychwytywania CO<sub>2</sub>.

W perspektywie całego cyklu istnienia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla najważniejsze są następujące czynniki: emisja CO<sub>2</sub>, sprawność wytwarzania energii elektrycznej i wielkość zużycia węgla. Zastosowanie układu wychwytywania CO<sub>2</sub> przyczynia się do zmniejszenia potencjału cieplarnianego w cyklu życia, a w konsekwencji do obniżenia jego sprawności. W rezultacie następuje wzrost oddziaływania na środowisko we wszystkich pozostałych kategoriach wpływu, szczególnie związanych z wyczerpywaniem się paliw kopalnych.

Zagospodarowanie CH<sub>4</sub> w kopalni, szczególnie z układów wentylacyjnych, może przyczynić się do poprawy oddziaływania systemów energetycznych na środowisko, chociaż w porównaniu do sekwestracji w znacznie mniejszym stopniu. W przeciwieństwie do sekwestracji, zagospodarowanie CH<sub>4</sub> nie wpływa na zwiększenie oddziaływania w innych kategoriach. Mimo to może wiązać się z dodatkowymi korzyściami w postaci zysków ze sprzedaży produktów ubocznych omawianego procesu – energii elektrycznej i ciepła.

### Alternative decrease of greenhouse gas emissions in the life cycle of the IGCC through carbon dioxide removal or/and methane management in hard coal mines

### Abstract

The article presents the analysis of potential advantages for the environment related to the use of CH<sub>4</sub> in hard coal mines in the life cycle system: mine – Integrated Gasification Combined Cycle Plant – IGCC. Next the results were compared with the possible benefits accessible due to CO<sub>2</sub> capture.

In the perspective of the whole cycle of existence of the integrated gasification combined cycle block most important are the following factors: CO<sub>2</sub> emissions, efficiency of electric energy generation and coal consumption quantity. The application of the CO<sub>2</sub> capture system contributes to the decrease of the greenhouse potential in the life cycle and in consequence to the reduction of its efficiency. As a result follows the growth of impact on the environment in all remaining impact categories, particularly connected with fossil fuels exhaustion.

CH<sub>4</sub> management in the mine, especially from ventilation systems, can contribute to the improvement of impact of energy systems on the environment, though in comparison with sequestration to a considerably smaller extent. In contradiction to sequestration, CH<sub>4</sub> management does not influence the increase of impact in other categories. In spite of this it can be connected with additional advantages in the form of profits from the sale of by-products of the discussed process – electric energy and heat.

---

\* Główny Instytut Górnictwa

## 1. WPROWADZENIE

Uwzględniając wymogi bezpieczeństwa energetycznego Polski, a szczególnie założenia „Polityki Energetycznej do 2030 roku” (2009), przewiduje się pozyskiwanie znacznej części energii elektrycznej z węgla. Pojawiające się kolejne wymagania: redukcja emisji, planowane zaostrzenie restrykcji emisyjnych przed 2050 r., zwiększenie opłat z tego tytułu oraz prawdopodobne obniżenie limitów emisji CO<sub>2</sub>, wymuszają na producentach energii wdrożenie technologii sekwestracji CO<sub>2</sub>. Są to jednak decyzje trudne i bardzo dyskusyjne zarówno w Polsce, jak i na świecie. Do 2015 r. planuje się w naszym kraju uruchomienie instalacji pilotażowej i demonstracyjnej w elektrowni Bełchatów [27–28 TWh energii elektrycznej z roczną emisją 29,5 mln ton CO<sub>2</sub> (1076 kg/MWh)]<sup>1</sup>.

Wychwytywanie CO<sub>2</sub> wydaje się najbardziej osiągalnym sposobem spełnienia wymogów dotyczących emisji gazów cieplarnianych w Polsce z sektora energetyki węglowej. Jednak zgodnie z wynikami analiz (Meier 2002), długoterminowe planowanie struktury wytwarzania energii i tworzenie polityki energetycznej państwa powinno odbywać się na podstawie wyników oceny cyklu życia – od wydobycia węgla do zagospodarowania odpadów. Sekwestracja CO<sub>2</sub> jest często przedmiotem analiz cyklu życia (Waku i in. 1995; Reuther 2004; Hondo 2005; Weisser 2007; Odeh, Cockerill 2007, 2008; Hertwich i in. 2008; Modahl i in. 2009; Suebsiri, Manuilova, Wilson 2009; Schreiber, Zapp, Kuckshinrichs 2009; Korre, Nie, Durucan 2009, 2010; Wu i in. 2011). Niedawno został opublikowany przegląd różnych sposobów oceny środowiskowej sekwestracji (Marx i in. 2011). Jednocześnie z punktu widzenia cyklu życia, zagospodarowanie CH<sub>4</sub> uwalnianego w trakcie wydobycia węgla, to dodatkowo, a często pomijany potencjał obniżenia efektu cieplarnianego energetyki węglowej.

Wyniki analiz przeprowadzonych w cyklu życia elektrowni węglowych pokazują, iż bardzo istotna część oddziaływania i emisji gazów cieplarnianych jest związana właśnie z wydobyciem węgla.

W polskich kopalniach większość wydobywanego węgla pochodzi z pokładów metanowych. Emisja CH<sub>4</sub> zwiększa się w wyniku eksploatacji pokładów węgla położonych coraz głębiej. Obecnie wydobycie tony węgla powoduje emisję ponad 10 m<sup>3</sup> CH<sub>4</sub>, podczas gdy dziesięć lat wcześniej wynosiła ona około 6,5 m<sup>3</sup>. Wzrasta zatem znaczenie zagospodarowania CH<sub>4</sub> z kopalń. Obecnie jedynie 20% CH<sub>4</sub> wydzielającego się w ciągu roku w polskich kopalniach jest wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej, ciepła i chłodu. Pozostała część jest emitowana do powietrza. Jedną z przyczyn tego zjawiska jest niska zawartość CH<sub>4</sub> w powietrzu wentylacyjnym, która utrudnia jego wykorzystanie (Somers, Schultz 2008). Ważne jest również ryzyko związane z prognozami pozyskania CH<sub>4</sub> w przyszłości.

Śliwińska i Czaplicka-Kolarz (2012) przeprowadziły analizę korzyści dla środowiska wynikających z wykorzystania CH<sub>4</sub> w kopalniach węgla kamiennego w cyklu życia różnych systemów energetycznych. W niniejszym artykule dokonano takiego porównania dla bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (IGCC). Potencjalne korzyści przyrównano do korzyści osiągalnych w wyniku wy-

<sup>1</sup> <http://www.elbelchatow.pgegiek.pl/>

chwytywania CO<sub>2</sub>. Następnie, przedstawiono analizowany system energetyczny – instalację IGCC oraz procesy uwzględnione w cyklu życia, w tym różne sposoby zagospodarowania CH<sub>4</sub> z procesu wydobywania węgla. Założono także różne scenariusze, łączące zagospodarowanie CH<sub>4</sub> z kopalni ze stosowaniem lub nie technologii CCS w instalacjach IGCC.

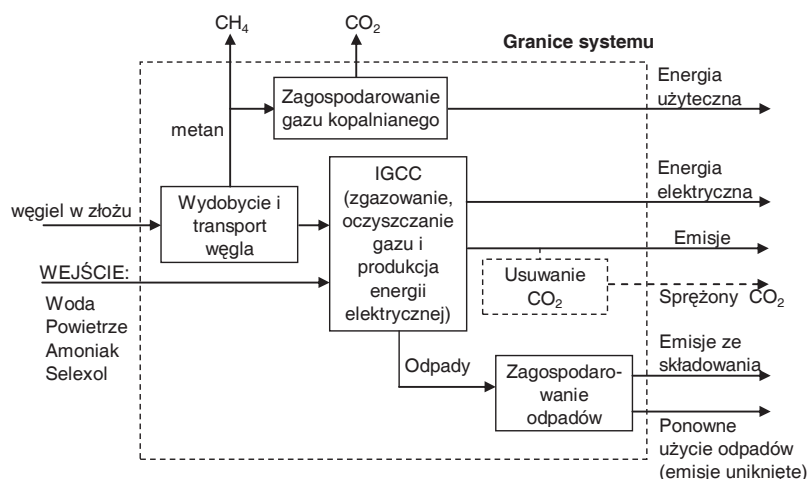
Analiza cyklu życia (LCA) uwzględniająca całe łańcuchy technologiczne od wydobywania węgla, poprzez wytwarzanie energii elektrycznej, łącznie z oceną emisji do środowiska, umożliwia prowadzenie dyskusji zgodnej z tytułem niniejszego artykułu.

## 2. ZAKRES I METODYKA ANALIZY

W niniejszym artykule poddano analizie oddziaływanie zagospodarowania CH<sub>4</sub> w kopalni na środowisko dwóch wariantów systemów IGCC. W jednym z nich system został doposażony w instalację wychwytywania CO<sub>2</sub>. Należy dodać, że określenie: system IGCC będzie obejmować cały cykl życia systemu energetycznego – począwszy od wydobywania węgla, poprzez wytwarzanie elektryczności, kończąc na zagospodarowaniu odpadów. Przeprowadzając analizę (rys. 1) uwzględniono m.in.:

- wydobywanie węgla (w tym emisję i/lub zagospodarowanie CH<sub>4</sub>),
- transport węgla do elektrowni,
- funkcjonowanie elektrowni IGCC (w tym zgazowanie, oczyszczanie gazu i wytwarzanie energii elektrycznej),
- zagospodarowanie odpadów.

Badania obejmowały także procesy wytwarzania niezbędnych materiałów i surowców.



Rys. 1. Uproszczony schemat cyklu życia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (oprac. własne)

Fig. 1. Simplified scheme of the life cycle of the integrated gasification combined cycle block (own study)

Blok IGCC zostanie rozpatrzony w dwóch wariantach, tzn. łącznie z CCS oraz bez tego procesu. Analizy wstępne wykazały, że w przypadku sekwestracji najistotniejsze z punktu widzenia LCA są operacje związane z wychwytem CO<sub>2</sub>, regeneracją rozpuszczalnika oraz sprężaniem strumienia CO<sub>2</sub>. Powyższe elementy łańcucha technologii zostały wzięte pod uwagę w dalszej analizie. Odległości transportu i głębokość zatłaczania CO<sub>2</sub> są obarczone dużą niepewnością, związaną z: wyborem miejsca składowania oraz sposobem przesyłu, zatłaczania i składowania. W niniejszej analizie nie brano ich pod uwagę. Przyjęto jedynie ciśnienie sprężania CO<sub>2</sub> w wysokości 15,3 MPa. Jako jednostkę funkcjonalną analiz przyjęto natomiast ilość energii elektrycznej netto, a rezultaty analiz przeliczono na 1 MWh.

Jednym z głównych celów przeprowadzonych analiz była identyfikacja najważniejszych kwestii środowiskowych związanych ze zwiększeniem wykorzystania CH<sub>4</sub> w kopalniach. Wykorzystano analizę porównawczą różnych teoretycznych scenariuszy zagospodarowania CH<sub>4</sub> w kopalni, a obliczone potencjalne korzyści przyrównano do skutków sekwestracji w elektrowni IGCC. Założenia rozpatrywanych scenariuszy zostaną omówione w osobnym rozdziale, w dalszej części niniejszego artykułu.

W trakcie analiz LCA korzystano z zaleceń, które zostały zawarte w normach 14040 (ISO 14040:2009; ISO 14044:2009). Ich ocena przebiegała w czterech etapach:

- (1) definicja celu i zakresu,
- (2) analiza wejść i wyjść (zbieranie danych),
- (3) ocena wpływu,
- (4) interpretacja.

Analizy przeprowadzono przy użyciu programu SimaPro v.7.3. Zastosowano trzy różne metody oceny wpływu, a wśród nich „IPCC 2007 GWP 100a”, „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008”.

Pierwsza metoda „IPCC 2007 GWP 100a” została opracowana przez Międzynarodowy Zespół ds. Zmiany Klimatu (IPCC). Wykorzystano w niej współczynniki zmian klimatycznych zdefiniowane przez IPCC, odnoszące się do oddziaływania w ciągu 100 lat. Metoda służy ocenie pojedynczej kategorii wpływu środowiskowego, wywołanego przez badany system – obliczenie emisji gazów cieplarnianych (GHG) w całym cyklu życia.

Dwie pozostałe metody, tj. „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008” służą do kompleksowej oceny szkód w środowisku, ujmując: zdrowie ludzkie, różnorodność gatunkową ekosystemów i zasoby surowców nieodnawialnych. „Ekowskażnik 99” jest metodą powszechnie stosowaną (Czaplicka-Kolarz, red. 2002; DiMaria, Saetta, Leonardi 2003; Czaplicka-Kolarz, Ściążko, red. 2004; DiMaria, Fantozzi 2004; Grammelis, Skodras, Kakaras 2006; Kleiber, red. 2011) i obejmuje ocenę większości aspektów oddziaływania na środowisko. „ReCiPe 2008” został utworzony niedawno w celu ulepszenia metodologii analiz cyklu życia. Czytelnikowi zainteresowanemu metodyką „Ekowskażnika 99” i „ReCiPe 2008” poleca się materiały źródłowe (Goedkoop, Spriensma 2000; Goedkoop, Heijungs i in. 2009).

**Tabela 1.** Kategorie szkód i kategorie wpływu stosowane w metodach oceny „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008” (Śliwińska, Czaplicka-Kolarz 2012)

Kategoria szkód	Kategoria wpływu	
	„Ekowskażnik 99”	ReCiPe 2008
Zdrowie ludzkie	Rakotwórczość ( <i>Carcinogens</i> )	Zmiany klimatu – Zdrowie ludzkie ( <i>Climate change human health</i> )
	Układ oddechowy – substancje organiczne ( <i>Respiratory organics</i> )	Zubożenie warstwy ozonowej ( <i>Ozone depletion</i> )
	Układ oddechowy – substancje nieorganiczne ( <i>Respiratory inorganics</i> )	Toksyczność dla ludzi ( <i>Humane toxicity</i> )
	Zmiany klimatu ( <i>Climate change</i> )	Tworzenie ozonu fotochemicznego ( <i>Photochemical oxidant formation</i> )
	Promieniotwórczość ( <i>Radiation</i> )	Tworzenie pyłów ( <i>Particulate matter formation</i> )
	Warstwa ozonowa ( <i>Ozone layer</i> )	Promieniotwórczość ( <i>Ionising radiation</i> )
Ekosystem		Zmiany klimatu – Ekosystemy ( <i>Climate change ecosystems</i> )
		Zakwaszenie lądowe ( <i>Terrestrial acidification</i> )
		Eutrofizacja wód ( <i>Freshwater eutrophication</i> )
	Ekotoksyczność ( <i>Ecotoxicity</i> )	Ekotoksyczność lądowa ( <i>Terrestrial ecotoxicity</i> )
	Zakwaszenie/Eutrofizacja ( <i>Acidification/Eutrophication</i> )	Ekotoksyczność dla wód pitnych ( <i>Freshwater exotoxicity</i> )
	Wykorzystanie terenu ( <i>Land use</i> )	Ekotoksyczność morska ( <i>Marine ecotoxicity</i> )
		Zajęcie terenu przez rolnictwo ( <i>Agricultural land occupation</i> )
		Zajęcie terenu przez przemysł ( <i>Urban land occupation</i> )
	Transformacja terenu ( <i>Natural land transformation</i> )	
Zasoby naturalne	Minerały ( <i>Minerals</i> )	Wykorzystanie metali ( <i>Metal depletion</i> )
	Paliwa kopalne ( <i>Fossil fuels</i> )	Wykorzystanie paliw kopalnych ( <i>Fossil depletion</i> )

Potencjalna szkoda obliczona, jako wynik analizy za pomocą metod „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008”, jest wyrażona w „punktach” (Pt). Jeden punkt reprezentuje tysięczną część rocznych szkód w środowisku, które powoduje jeden mieszkaniec Europy.

### 3. ZBIERANIE DANYCH

#### 3.1. Elektrownia IGCC

Zbieranie danych należy do najtrudniejszych elementów analizy. W niniejszym rozdziale przedstawiono najważniejsze rezultaty.

Emisja oraz zużycie surowców i materiałów związanych ze zgazowaniem węgla, produkcją energii elektrycznej i wychwytywaniem CO<sub>2</sub>, w analizowanej elektrowni IGCC, zostały zaczerpnięte z raportu U.S. DOE (2007). Raport ten zawiera spójne i zbilansowane dane projektowe dla różnych czystych technologii węglowych oraz obszerny opis projektowanych instalacji. W tabeli 2 przedstawiono wybrane najistotniejsze dane.

**Tabela 2.** Opis analizowanych przypadków bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (oprac. własne na podstawie www.netl.doe.gov)

Przypadek	Sprawność, %	Moc netto, MW <sub>el</sub>	Zużycie węgla, kg/MWh	Technologia usuwania CO <sub>2</sub>
IGCC	38,2	640	480	nie dotyczy
IGCC CCS	32,5	556	565	absorpcja fizyczna w Selexolu

Analizowany blok wyposażony jest w następujące sposoby redukcji emisji: HCl, NH<sub>3</sub>, PM są usuwane w skruberze, COS ulega konwersji do H<sub>2</sub>S w reaktorze hydroлізу COS, a gazy kwaśne są usuwane w rozpuszczalniku Selexol. Rozpuszczalnik ten, stosowany jako absorbent, jest mieszaniną eteru dimetylowego i glikolu polietylenowego. Ekotoksyczność rozpuszczalnika jest niewielka w skali oddziaływania całej instalacji, a rozpuszczalnik jest biodegradowalny (Kohl, Nielsen 1997). Na potrzeby analizy założono, że produkcja Selexolu jest reprezentowana przez średnie oddziaływanie środowiskowe, wynikające z produkcji rozpuszczalników organicznych.

W projekcie instalacji uwzględniono usuwanie rtęci na złożu węgla aktywnego. Przed spaleniem w turbinie gazowej, oczyszczony ze zgazowania gaz jest rozcieńczany azotem w celu obniżenia emisji tlenków azotu. Gazy kwaśne zaabsorbowane w rozpuszczalniku Selexol są kierowane do instalacji Clausa, gdzie prowadzony jest odzysk siarki. Powstająca w formie produktu ubocznego siarka, była modelowana jako emisja uniknięta. W analizach wykorzystano dodatkowe dane z bazy danych *ecoinvent* (v.2), odnoszące się do transportu oraz zagospodarowania odpadów (żużlu i odpadu węgla aktywnego zanieczyszczonego rtęcią).

W instalacji IGCC CCS CO<sub>2</sub> usuwany jest w drugiej kolumnie absorpcyjnej zraszanej również rozpuszczalnikiem Selexol. Desorpcja gazu następuje dzięki ogrzaniu rozpuszczalnika. Wychwycony gaz jest sprężany i kierowany do składowania, a zregenerowany rozpuszczalnik po uzupełnieniu strat kierowany do kolumn absorpcyjnych. Wychwytywanie CO<sub>2</sub> ze strumienia gazu powoduje wzrost zużycia energii elektrycznej, potrzebnej do regeneracji rozpuszczalnika i sprężania CO<sub>2</sub>, w rezultacie spadek sprawności elektrowni. W elektrowni o niższej sprawności, wyprodukowanie takiej samej ilości energii elektrycznej wymaga większego zużycia węgla.

Emisja tlenków siarki, azotu i pyłów, zgodnie z cytowanym już wcześniej raportem U.S. DOE (2007), jest podobna dla obydwu rozważanych przypadków, a skuteczność usuwania CO<sub>2</sub> wynosi 90%.

### 3.2. Wykorzystanie metanu w kopalni węgla kamiennego

Cykl życia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (IGCC), poza etapami opisanymi w poprzednim rozdziale, obejmuje m.in. emisję i inne oddziaływania związane z wydobywaniem węgla kamiennego, w tym emisję i zagospodarowanie CH<sub>4</sub>. Poniżej omówiono szczegółowo rodzaj danych i założenia przyjęte w przeprowadzanej analizie wariantowej.

3.2.1. Wydobycie i transport węgla w bazie *ecoinvent*

W celu utworzenia procesu jednostkowego „Wydobycie i transport węgla” przystosowano do polskich warunków proces znajdujący się w bazie danych *ecoinvent* (ang. *hard coal, at mine/EEU*). Baza *ecoinvent* jest częścią stosowanego do obliczeń LCA programu SimaPro. W bazie danych *ecoinvent* procesy wydobycia węgla obejmują następujące etapy: budowy kopalni i infrastruktury, funkcjonowania kopalni, transportu węgla do miejsc składowania oraz z miejsc składowania do miejsc użytkowania (elektrowni).

Proces związany z budową kopalni i infrastruktury w bazie *ecoinvent* został stworzony na podstawie danych dla jednej kopalni. W procesie wzięto pod uwagę: ilość i transport materiałów konstrukcyjnych, materiałów do budowy maszyn, materiałów wybuchowych, zużytej energii elektrycznej oraz wykorzystanie terenu pod infrastrukturę. Ze względu na żywotność maszyn założono 30 lat pracy kopalni wydobywającej 1 mln ton węgla rocznie. Nie przewidziano emisji, poza emisją ciepła odpadowego do powietrza. Jest to proces, który ma istotny wpływ na całkowite oddziaływanie wydobycia (ok. 10% całkowitego oddziaływania funkcjonującej kopalni).

Proces funkcjonowania kopalni i wydobycia węgla w bazie danych *ecoinvent* zawiera dane uśrednione dla Europy Środkowej i Wschodniej (EEU). W tabeli 3 przedstawiono podsumowanie oddziaływań związanych z funkcjonowaniem kopalni.

**Tabela 3.** Konsumpcja i emisja związana z wydobyciem 1 kg węgla (oprac. własne na podstawie *ecoinvent v. 2.0*)

Węgiel w złożu	kg	1,36
Zużycie materiałów wybuchowych	(kg Tovex)	7,6E-5
Olej napędowy	MJ	0,0223
Energia elektryczna	kWh	0,0458
Ciepło	MJ	0,11
Woda sieciowa	kg	0,514
Pompowana woda gruntowa	m <sup>3</sup>	0,00169
Emisja ciepła do powietrza	MJ	0,165
Emisja CH <sub>4</sub>	g	8,2
Emisja pyłów (większa niż 10 μm)	g	0,1
Emisja radonu	Bq	12
Rodzaje emisji do rzek	Al, NH <sub>4</sub> <sup>+</sup> , Cl <sup>-</sup> , F <sup>-</sup> , Fe <sup>(+)</sup> , Mn, Ni, zawiesina, Sr, SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup> , Zn <sup>(+)</sup>	

Proces eksploatacji kopalni obejmuje również transport wydobytego węgla do miejsc składowania, pylenie z ładunku i rozładunku oraz emisję ze składowania węgla do wody. W bazie danych nie uwzględniono natomiast zagospodarowania CH<sub>4</sub> z kopalń, w całości jest on emitowany do powietrza. W obliczeniach przeprowadzonych w ramach niniejszej pracy skorygowano najważniejsze elementy związane z emisją i wykorzystaniem CH<sub>4</sub>, transportem węgla i zużyciem energii elektrycznej. Szczególną uwagę poświęcono zagadnieniom związanym z CH<sub>4</sub> i wpływem jego wykorzystania w kopalni na ocenę cyklu życia systemów wytwarzania energii elektrycznej. Szczegóły dotyczące zakładanych sposobów wykorzystania CH<sub>4</sub> w kopalni zostały omówione w następnym rozdziale.

### 3.2.2. Scenariusze emisji i zagospodarowania metanu w kopalni

W ramach niniejszego artykułu przeanalizowano drogi, jakimi  $\text{CH}_4$  jest uwalniany w kopalni oraz sposoby zapobiegania jego emisji.  $\text{CH}_4$  z węgla kamiennego rozdziela się zazwyczaj na cztery strumienie:

- $S_1$  –  $\text{CH}_4$  wydzielający się z pokładu do wyrobiska i odprowadzany z powietrzem wentylacyjnym (źródło szkodliwej emisji),
- $S_2$  –  $\text{CH}_4$  odprowadzany systemami odmetanowania (możliwy do energetycznego wykorzystania),
- $S_3$  –  $\text{CH}_4$  adsorbowany w porach węgla wydobywanego na powierzchnię (wydzielający się w dalszych fazach obróbki i będący źródłem szkodliwej emisji),
- $S_4$  –  $\text{CH}_4$  pozostający w złożu.

W prezentowanej analizie uwzględniono jedynie dwa pierwsze strumienie  $S_1$  oraz  $S_2$ .

#### **Energetyczne wykorzystanie metanu zawartego w powietrzu wentylacyjnym – $S_1$**

Na przykładzie komercyjnych reaktorów VOCSIDIZER obliczono, że energia elektryczna może być uzyskiwana z powietrza wentylacyjnego ze sprawnością przekraczającą 20%. Reaktory VOCSIDIZER opracowane przez MEGTEC Systems (Australian... 2009; [www.megtec.com](http://www.megtec.com)) o mocy  $6 \text{ MW}_{\text{el}}$ , były wykorzystywane w elektrowni WestVAMP w BHP Billiton Illawarra (Australia, 2007 r.), która spalała  $250\,000 \text{ m}^3/\text{h}$  powietrza wentylacyjnego o stężeniu  $\text{CH}_4$  wynoszącym 0,9%.

Projektowane są również reaktory katalityczne. CSIRO opracował prototypowy reaktor VAMCAT (ang. *ventilation air methane catalytic turbine*) o mocy  $25 \text{ kW}_{\text{el}}$  do spalania powietrza wentylacyjnego o zawartości  $\text{CH}_4$  0,94% ([www.megtec.com](http://www.megtec.com); VAMCAT...).

Objętość czystego  $\text{CH}_4$  w powietrzu wentylacyjnym, wyemitowana w 2007 r. w Polsce wynosiła 610 mln  $\text{m}^3$ . Wskazana byłaby jednak neutralizacja  $\text{CH}_4$  (utlenianie bez wytwarzania energii użytecznej) do  $\text{CO}_2$ . Najkorzystniejszym wariantem byłoby wykorzystanie energii chemicznej  $\text{CH}_4$  do produkcji energii elektrycznej i ciepłej. Podobnie jak w przypadku reaktora VOCSIDIZER, założono sprawność wytwarzania energii elektrycznej z powietrza wentylacyjnego w wysokości 20%.

#### **Energetyczne wykorzystanie metanu z odmetanowania – $S_2$**

W przeprowadzonych analizach założono uproszczony model wykorzystania gazu z odmetanowania, tj.: spalanie w gazowym silniku kogeneracyjnym (Skorek i in. 2004) o teoretycznej sprawności ciepłej wynoszącej 46,2% i elektrycznej 38,4%. W obliczeniach przyjęto, iż rzeczywista sprawność cieplna jest niższa, gdyż zapotrzebowanie na ciepło z kogeneracji występuje jedynie przez pół roku.

Ujęta w analizach kopalnia węgla kamiennego wytwarza trzy produkty: węgiel, energię elektryczną i ciepło. W związku z tym konieczne było przyjęcie założeń metodycznych dla rozdziału obciążeń środowiskowych, pomiędzy koproduktami, tzw. alo-



kacji. Zastosowano opisaną w literaturze metodę „poszerzenia systemu” (Weidema 1993, 2003; Azapagic, Clift 1999; Weidema, Frees, Nielsen 1999; Curran, Mann, Norris 2001, 2005). Polega ona na modelowaniu ciepła i energii elektrycznej jako „unikniętego obciążenia” dla środowiska, występującego w trakcie procesów spalania węgla w elektrociepłowniach węglowych. Podejście „unikniętego obciążenia”, podobnie jak w przypadku „unikniętej emisji”, zdefiniowanej w *Ustawie z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji*, polega na pomniejszaniu szkód wyrządzonych w środowisku przez system lub proces, o szkodę, jaka powstałaby z instalacji powszechnie stosowanych do wytwarzania określonego produktu, a która, dzięki zastosowaniu nowej (analizowanej) instalacji lub rozwiązania technicznego, nie powstała.

### Założenia wariantów

Podsumowując wyniki przeprowadzonych analiz, stwierdzono, że największe prawdopodobieństwo wykorzystania  $\text{CH}_4$  jest z systemów odmetanowania. Wynika to z wysokiego stężenia  $\text{CH}_4$  w gazie z odmetanowania (ok. 50%) i wartości opałowej rzędu  $25 \text{ MJ/m}^3$ . Pomimo korzyści środowiskowych i ekonomicznych, jedynie 60%  $\text{CH}_4$  ze stacji odmetanowania jest w Polsce wykorzystywane do produkcji energii elektrycznej i ciepła/chłodu. Pozostałe 40% jest emitowane do powietrza atmosferycznego.

Ze względu na duże ilości  $\text{CH}_4$  z układów wentylacyjnych, ciekawe i warte rozważenia są korzyści płynące z jego wykorzystania. Powietrze wentylacyjne z uwagi na bezpieczeństwo zawiera niewielkie ilości  $\text{CH}_4$  (0–0,75%), dzięki czemu jego wykorzystanie napotyka bariery. Istnieje wiele opracowań dotyczących możliwości wykorzystania  $\text{CH}_4$  z powietrza wentylacyjnego (Energy from... 2004; Somers, Schultz 2008; Nawrat, Kuczera 2011). Wymienia się w nich:

- spalanie gazu po zwiększeniu koncentracji  $\text{CH}_4$ , uzyskanej przez zateżnienie lub mieszanie z gazem z odmetanowania,
- wykorzystanie w kotłach węglowych, jako powietrze nadmuchowe,
- spalanie w katalitycznym i termicznym przepływowym reaktorze rewersyjnym.

Wielkość i sposób wykorzystania  $\text{CH}_4$  są uzależnione od wielu czynników, m.in. składu i ilości gazu, stabilności strumienia, względów ekonomicznych oraz analizy ryzyka. Dla uzyskania odpowiedzi na pytanie w jakim stopniu zagospodarowanie  $\text{CH}_4$  w kopalni wpływa na cykl życia systemu energetycznego (na przykładzie instalacji IGCC), założono cztery teoretyczne scenariusze. Rozważano w nich trzy możliwości – x, y, z:

x – emisja  $\text{CH}_4$ ,

y – spalanie  $\text{CH}_4$  w pochodni (lub neutralizacja  $\text{CH}_4$  z powietrza wentylacyjnego),

z – spalanie  $\text{CH}_4$  ukierunkowane na produkcję energii użytecznej.

Na podstawie wymienionych wyżej możliwości x, y, z zbudowano warianty scenariuszy: A1, A2, A3, A4 zaprezentowane w tabeli 4.

**Tabela 4.** Warianty zagospodarowania metanu w kopalni w procesie jednostkowym „Wydobycie i transport węgla” (Śliwińska, Czaplicka-Kolarz 2012)

Symbol	Założenia wariantów
A	Przypadek bazowy: 63% CH <sub>4</sub> z odmetanowania jest spalane w celach energetycznych. 37% CH <sub>4</sub> z odmetanowania oraz 100% z powietrza wentylacyjnego jest emitowane do atmosfery.
A1	63% CH <sub>4</sub> z odmetanowania jest spalane w celach energetycznych. 37% CH <sub>4</sub> z odmetanowania i 100% z powietrza wentylacyjnego jest utleniane bez wytwarzania energii użytecznej. Emisja CH <sub>4</sub> nie występuje.
A2	100% CH <sub>4</sub> z odmetanowania jest spalane w celach energetycznych. 100% CH <sub>4</sub> z powietrza wentylacyjnego jest emitowane do atmosfery.
A3	100% CH <sub>4</sub> z odmetanowania jest spalane w celach energetycznych. 100% CH <sub>4</sub> z powietrza wentylacyjnego jest utleniane bez produkcji energii użytecznej. Emisja CH <sub>4</sub> nie występuje.
A4	100% CH <sub>4</sub> z odmetanowania jest spalane w celach energetycznych. 100% CH <sub>4</sub> z powietrza wentylacyjnego jest wykorzystywane do wytwarzania energii elektrycznej ze sprawnością 20%. Emisja CH <sub>4</sub> nie występuje.

Ze względu na wysoki potencjał cieplarniany CH<sub>4</sub>, emisja każdego jego kilograma, po przeliczeniu na emisję gazów cieplarnianych, wynosi 21 kg ekwiwalentnego dwutlenku węgla (kg CO<sub>2</sub>eq).

Dzięki spalaniu CH<sub>4</sub> w pochodni, do atmosfery zamiast CH<sub>4</sub> emitowany jest CO<sub>2</sub> o znacznie niższym potencjale cieplarnianym. Ze stechiometrii reakcji wynika, że spalenie 1 kg CH<sub>4</sub> powoduje emisję 2,75 kg CO<sub>2</sub>. W związku z tym w miejsce 21 kg CO<sub>2</sub>eq, emitowane jest 2,75 kg CO<sub>2</sub>eq. W pochodni osiągana jest redukcja emisji gazów cieplarnianych o 87%.

Jeśli spalanie CH<sub>4</sub> jest zintegrowane z produkcją energii elektrycznej lub ciepłej, poza korzyściami wynikającymi z mniejszego potencjału cieplarnianego dwutlenku węgla, dodatkowe korzyści dla środowiska wynikają z „unikniętej emisji” w przemyśle energetycznym związanej z zastąpieniem CH<sub>4</sub> innymi paliwami kopalnymi (Stańczyk i in. 2009).

W celu dokonania analizy wpływu zagospodarowania CH<sub>4</sub> na środowisko, przyjęto cztery hipotetyczne warianty jego zagospodarowania, będące kombinacją opisanych procesów (Śliwińska, Czaplicka-Kolarz 2012). Dla wariantu bazowego, oznaczonego symbolem A, przyjęto stan zagospodarowania CH<sub>4</sub> w 2007 r. w Polsce. Założenia czterech pozostałych wariantów przedstawiono w tabeli 4.

W tabeli 5 przedstawiono bilans pomiędzy CH<sub>4</sub> emitowanym, spalonym w pochodni (lub neutralizowanym w inny sposób) a wykorzystywanym do produkcji energii użytecznej. Bilans sporządzono przy założeniu, że całkowita ilość CH<sub>4</sub> wynosi 7,59 g, dla każdego kilograma wydobytego węgla, w tym 2,29 g pochodzi z systemów odmetanowania.

**Tabela 5.** Bilans zagospodarowania metanu w kopalniach, w poszczególnych wariantach (g CH<sub>4</sub>/kg wydobywanego węgla) (Śliwińska, Czaplicka-Kolarz 2012)

Zmienne	A	A1	A2	A3	A4
Emisja CH <sub>4</sub> (x)	6,14	0	5,30	0	0
CH <sub>4</sub> utleniany do CO <sub>2</sub> bez produkcji energii użytecznej (y)	0	6,14	0	5,30	0
CH <sub>4</sub> spalany w celach energetycznych (z)	1,45	1,45	2,29	2,29	7,59*

\* W tym 2,29 g spalane w silniku kogeneracyjnym i 5,30 g wykorzystywane ze sprawnością 20%.

Obliczenia wykorzystane do scenariuszy zostały wykonane w oparciu o założenie, że w ciągu roku wydobyto 83 mln ton węgla kamiennego. Dla obydwu analizowanych systemów, tj. IGCC i IGCC CCS, przeprowadzono wariantową ocenę cyklu życia, zakładając opisane scenariusze wykorzystania CH<sub>4</sub>, w etapie wydobycia węgla.

## 4. REZULTATY OCENY CYKLU ŻYCIA

### 4.1. Oddziaływanie w cyklu życia układu IGCC i wpływ wychwytywania CO<sub>2</sub> na środowisko naturalne

W tabeli 6 przedstawiono wyniki analizy cyklu życia w różnych kategoriach wpływu.

**Tabela 6.** Wpływ wychwytywania CO<sub>2</sub> na wyniki LCA – metody „Ekowskażnik 99” oraz „ReCiPe 2008” (Pt/MWh<sub>e</sub>) (oprac. własne z wykorzystaniem programu SimaPro)

Metoda oceny/kategoria wpływu		IGCC		IGCC CCS	
„Ekowskażnik 99”		18,1552		13,1931	
Rakotwórczość ( <i>Carcinogens</i> )	Zdrowie ludzkie	0,263	12,60	0,3127	6,62
Układ oddechowy – substancje organiczne ( <i>Respiratory organics</i> )		0,0042		0,0055	
Układ oddechowy – substancje nieorganiczne ( <i>Respiratory inorganics</i> )		3,615		4,101	
Zmiany klimatu ( <i>Climate change</i> )		8,7144		2,1874	
Promieniotwórczość ( <i>Radiation</i> )		0,0073		0,0087	
Warstwa ozonowa ( <i>Ozone layer</i> )		3,37E-05		4,06E-05	
Ekotoksyczność ( <i>Ecotoxicity</i> )	Jakość ekosystemu	0,0428	1,01	0,0509	1,22
Zakwaszenie/Eutrofizacja ( <i>Acidification/Eutrophication</i> )		0,1893		0,2072	
Wykorzystanie terenu ( <i>Land use</i> )	Zasoby naturalne	0,774	4,54	0,9578	5,36
Minerały ( <i>Minerals</i> )		0,0303		0,036	
Paliwa kopalne ( <i>Fossil fuels</i> )		4,5147		5,3259	
„ReCiPe 2008”		92,017		70,2587	
Zmiany klimatu – Zdrowie ludzkie ( <i>Climate change – Human health</i> )	Zdrowie ludzkie	38,2874	39,97	10,1329	12,04
Zubożenie warstwy ozonowej ( <i>Ozone depletion</i> )		6,58E-05		7,9E-05	
Toksyczność dla ludzi ( <i>Humane toxicity</i> )		0,1644		0,1974	
Tworzenie ozonu fotochemicznego ( <i>Photochemical oxidant formation</i> )		0,0006		0,0007	
Tworzenie pyłów ( <i>Particulate matter formation</i> )		1,5138		1,7054	
Promieniotwórczość ( <i>Ionising radiation</i> )		0,0037		0,0044	
Zmiany klimatu – Ekosystemy ( <i>Climate change ecosystems</i> )	Ekosystem	3,4059	3,77	0,901	1,36
Zakwaszenie lądowe ( <i>Terrestrial acidification</i> )		0,0015		0,0017	
Eutrofizacja wód ( <i>Freshwater eutrophication</i> )		1,1E-05		1,31E-05	
Ekotoksyczność lądowa ( <i>Terrestrial ecotoxicity</i> )		0,0002		0,0003	
Ekotoksyczność dla wód ( <i>Freshwater ecotoxicity</i> )		1,52E-05		1,8E-05	
Ekotoksyczność morska ( <i>Marine ecotoxicity</i> )		5,23E-08		6,19E-08	
Rolnicze zajęcie terenu ( <i>Agricultural land occupation</i> )		0,2707		0,3475	
Przemysłowe zajęcie terenu ( <i>Urban land occupation</i> )		0,0596		0,0707	
Transformacja terenu ( <i>Natural land transformation</i> )	0,0349	0,0414			
Wykorzystanie metali ( <i>Metal depletion</i> )	Zasoby naturalne	0,0019	48,27	0,0022	56,86
Wykorzystanie paliw kopalnych ( <i>Fossil depletion</i> )	48,2723	56,8528			

Analizę porównawczą przeprowadzono dla dwóch układów IGCC w celu określenia, w jaki sposób wychwytywanie CO<sub>2</sub> zmienia oddziaływanie na środowisko. Zastosowano dwie metody oceny wpływu: „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008”, a przyjętą jednostką funkcjonalną był 1 MWh energii elektrycznej przekazywanej do sieci elektroenergetycznej.

Występowanie największych szkód w środowisku stwierdzono w obszarze zmian klimatycznych, emisji nieorganicznych substancji i wyczerpywania paliw kopalnych, jednak zależnie od zastosowanej metody, waga poszczególnych problemów jest zróżnicowana. W „Ekowskażniku 99” największy nacisk kładzie się na zmiany klimatyczne, podczas gdy wyniki „ReCiPe 2008” wskazują raczej na wyczerpywanie paliw kopalnych, jako na największy problem środowiskowy. W przypadku metody „Ekowskażnik 99” prawie 70% obliczonych szkód występuje w kategorii Zdrowie ludzkie. W przypadku „ReCiPe 2008”, szkody dla zdrowia ludzkiego w wyniku zmian klimatu i będące konsekwencją wyczerpywania paliw kopalnych są podobnej wielkości.

W tabeli 6 porównano szkody środowiskowe dla przypadków z wychwytem CO<sub>2</sub> (IGCC CCS) oraz bez (IGCC). Usuwanie CO<sub>2</sub> powoduje zmniejszenie sumarycznego wpływu na środowisko o 20–30%, a rezultaty końcowe otrzymane metodami „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008” są zbliżone. Wynoszą one odpowiednio 27 i 24%. Redukcja ta jest związana wyłącznie ze znacznym zmniejszeniem potencjału zmian klimatycznych, a wychwytywanie CO<sub>2</sub> powoduje wzrost oddziaływania na środowisko we wszystkich pozostałych kategoriach wpływu, co jest powodowane spadkiem sprawności elektrowni. Zmniejszenie całkowitego wpływu na środowisko należy interpretować ostrożnie. Wynika to częściowo z przyjętych w metodach współczynników ważenia dla globalnego ocieplenia i zubożenia paliw kopalnych.

Porównując obydwie metody oceny: „Ekowskażnik 99” i „ReCiPe 2008”, można stwierdzić, iż w drugiej z nich większą wagę przykładają się do wyczerpywania zasobów naturalnych niż do szkód dla zdrowia ludzkiego. Jednocześnie, analizy przeprowadzone przy użyciu obydwu metod, prowadzą do podobnych wniosków i pozwalają zaobserwować podobne tendencje w otrzymywanych rezultatach. Zauważalna różnica trendu występuje dla kategorii Ekosystemy, ponieważ w „ReCiPe 2008” wprowadzono kategorię wpływu Zmiany klimatyczne – Ekosystemy.

Zaobserwowane różnice sprawiają jednak, że omawiane metody nie są porównywalne, gdyż ich twórcy kładą nacisk na inne kwestie. Istnieje duże prawdopodobieństwo, że zmiany zagregowanego ekowskażnika, a więc wyniki oceny technologii wykonane za pomocą metod „ReCiPe 2008” i „Ekowskażnik 99”, mogą być różne.

W tabeli 7 przedstawiono szczegółowe wyniki analiz emisji gazów cieplarnianych obliczone za pomocą metody IPCC 2007 GWP 100a i wyrażone w kg CO<sub>2eq</sub>/MWh<sub>el</sub>.

**Tabela 7.** Emisja gazów cieplarnianych (GHG) w cyklu życia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (IPCC 2007 GWP 100a) (U.S. DOE 2007)\*

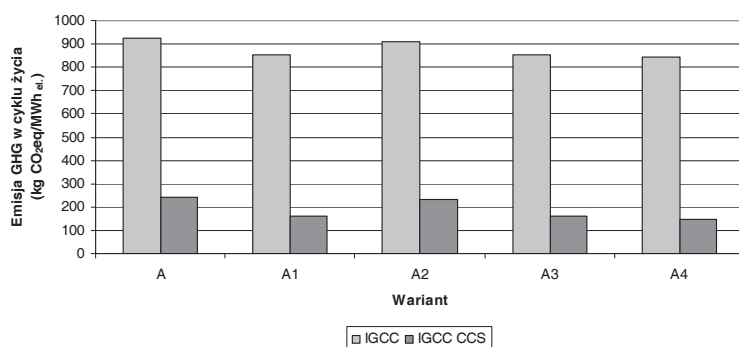
Technologia/wskaźnik	Emisja GHG w cyklu życia kg CO <sub>2eq</sub> /MWh <sub>el</sub>	W tym: emisja CO <sub>2</sub> z bloku IGCC	CO <sub>2</sub> do zatłaczania kg CO <sub>2eq</sub> /MWh <sub>el</sub>
IGCC	923	796	0
IGCC-CCS	244	93,5	841

\* Obliczenia wykonano z wykorzystaniem programu SimaPro.

Zaprezentowane wyniki wskazują, że w cyklu życia elektrowni IGCC w rezultacie wychwytywania CO<sub>2</sub>, możliwa do osiągnięcia jest znaczna redukcja emisji gazów cieplarnianych. W przypadku instalacji bez oczyszczania gazu z CO<sub>2</sub>, większość emisji gazów cieplarnianych występuje w samej elektrowni, jako rezultat emisji spalin. Pozostała część emisji występuje głównie podczas wydobycia węgla w kopalni. Proporcja ta ulega zmianie w cyklu życia elektrowni wyposażonej w instalację wychwytywania dwutlenku węgla, w której mniej niż połowa gazów cieplarnianych jest emitowana bezpośrednio w elektrowni, a pozostała część powstaje na etapie wydobycia węgla. W tym wypadku perspektywa cyklu życia jest szczególnie istotna dla uniknięcia zaniżenia wyniku. Włączenie etapu wydobycia węgla do analiz sprawia, że redukcja emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia jest mniejsza niż zakładana i wynosi około 70%. Należy zatem przyjąć ogólną zasadę, że korzyści wynikające z zastosowania technologii niskoemisyjnych, np. czystych technologii węglowych oraz odnawialnych źródeł energii, powinny być oceniane w całym cyklu życia. Wiąże się to z faktem, iż względnie istotna część oddziaływań występuje zazwyczaj poza fazą eksploatacji tychże technologii.

#### 4.2. Zagospodarowanie metanu w kopalni

Wyniki analizy wariantowej emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia obydwu systemów IGCC wraz z zagospodarowaniem CH<sub>4</sub> (założenia poszczególnych wariantów znajdują się w tab. 4 i 5) przedstawiono na rysunku 2.



**Rys. 2.** Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych GHG w cyklu życia systemu kopalnia – blok gazowo-parowy zintegrowany ze zgazowaniem węgla (IGCC)

**Fig. 2.** Potential of reduction of greenhouse gas emissions (GHG) in the life cycle of the system mine – integrated gasification combined cycle block (IGCC)

Redukcja emisji osiągalna dzięki wychwytywaniu CO<sub>2</sub> (wariant A) służy, jako punkt odniesienia, do interpretacji potencjału zagospodarowania CH<sub>4</sub> w kopalniach. Wyniki analizy wariantowej zaprezentowane w kolumnach A1–A4 pokazują, że zagospodarowanie CH<sub>4</sub> w kopalni może poprawić oddziaływanie na środowisko w cyklu życia elektrowni IGCC.

Wariant podstawowy (A) zakłada, że część  $\text{CH}_4$  jest w kopalniach spalana w silnikach kogeneracyjnych w celu uzyskania energii elektrycznej i ciepła. Pozostała część emitowana jest do atmosfery. Samo spalanie całego emitowanego  $\text{CH}_4$  w pochodni, jak założono w wariantcie A1, pozwoliłoby na osiągnięcie redukcji oddziaływania na środowisko w cyklu życia elektrowni IGCC o 69–81  $\text{kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ .

Redukcja emisji, osiągalna dzięki spalaniu całego  $\text{CH}_4$  z odmetanowania w silnikach kogeneracyjnych, przy równoczesnej emisji  $\text{CH}_4$  z układów wentylacyjnych (wariant A2), może osiągnąć wielkość rzędu jedynie kilkunastu  $\text{CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ .

Jednoczesne spalanie  $\text{CH}_4$  z odmetanowania w silnikach kogeneracyjnych oraz utlenianie  $\text{CH}_4$  z układów wentylacyjnych, bez wytwarzania energii (wariant A3), pozwoliłoby osiągnąć redukcję emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia o około 70–83  $\text{kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ .

Energetyczne wykorzystanie całego  $\text{CH}_4$  emitowanego obecnie w kopalniach zarówno z układów odmetanowania, jak i z systemów wentylacyjnych, pozwoliłoby zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych w cyklu życia elektrowni IGCC o około 80–95  $\text{kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$  (wariant A4).

Redukcja emisji ekwiwalentnego  $\text{CO}_2\text{eq}$  osiągalna, dzięki zagospodarowaniu  $\text{CH}_4$  w kopalni, jest znacznie mniejsza, niż ilość  $\text{CO}_2$ , który może być poddany sekwestracji i wynosi 841  $\text{kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ . Redukcja ta reprezentuje około 10% ilości emitowanych z układu IGCC bez wychwytywania dwutlenku węgla. Dla układów IGCC zintegrowanych z wychwytywaniem dwutlenku węgla, rośnie względne znaczenie zagospodarowania  $\text{CH}_4$  w kopalni. Osiągalna redukcja emisji ekwiwalentnego dwutlenku węgla stanowi około 33–39% emisji układu IGCC CCS. Największe możliwości obniżenia potencjału cieplarnianego wynikają z neutralizacji powietrza wentylacyjnego.

Mając na uwadze klasyczną analizę środowiskową, nie zachodzą żadne różnice oddziaływania niezależnie od tego, czy  $\text{CH}_4$  jest spalany w pochodni czy w silniku kogeneracyjnym. Dzieje się tak, gdyż obniżenie emisji  $\text{CO}_2\text{eq}$  jest w obu przypadkach takie samo. Dopiero dzięki zastosowaniu w analizach podejścia „uniknięte obciążenie” oraz uwzględnieniu korzyści wynikających z wytwarzania koproduktów: energii elektrycznej i ciepła, można oszacować korzyści środowiskowe wykorzystania energetycznego  $\text{CH}_4$ .

W ramach prowadzonych prac, zbadano również wpływ zagospodarowania  $\text{CH}_4$  w kopalni na inne niż globalne ocieplenie aspekty środowiskowe. Rezultaty pokazują, iż zagospodarowanie  $\text{CH}_4$  w kopalni, dzięki wytwarzaniu koproduktów poza potencjałem globalnego ocieplenia, obniża także inne powodowane przez kopalnię szkody środowiskowe, jednak wpływ ten jest niewielki.

Pomijając fakt, że zagospodarowanie  $\text{CH}_4$  w kopalniach wymaga nakładów inwestycyjnych, może ono także przynieść korzyści dla środowiska w cyklu życia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (IGCC). Mowa tu o obniżeniu śladu węglowego o około 95  $\text{kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ . Wytwarzanie produktów ubocznych w postaci energii elektrycznej i ciepła może przynieść dodatkowe oszczędności, a także dochody ze sprzedaży. Oszacowany potencjał redukcji gazów cieplarnianych prawdopodobnie wzrośnie w przyszłości, z powodu rosnącej metanonośności wydo-

bywanych złóż węglowych w Polsce. Zagadnienie wykorzystania  $\text{CH}_4$  z kopalń jest warte dalszej analizy pod kątem efektywności, która wiąże zagadnienia środowiskowe i ekonomiczne w jeden wskaźnik.

## 5. WNIOSKI

- Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują, że dla oceny oddziaływania na środowisko w całym cyklu istnienia bloku gazowo-parowego zintegrowanego ze zgazowaniem węgla (IGCC) najważniejsze są następujące czynniki: emisja  $\text{CO}_2$ , sprawność wytwarzania energii elektrycznej i zużycie węgla. Z perspektywy oceny LCA, zagospodarowanie  $\text{CH}_4$  w kopalni, szczególnie  $\text{CH}_4$  z układów wentylacyjnych, może przyczynić się do poprawy oddziaływania na środowisko systemów energetycznych. Ma to szczególne znaczenie w kategoriach związanych ze zmianami klimatycznymi i emisją substancji organicznych, a także w obniżeniu śladu węglowego elektrowni. Oszacowano, że dzięki zagospodarowaniu  $\text{CH}_4$ , możliwa jest redukcja emisji gazów cieplarnianych w cyklu życia o około  $95 \text{ kg CO}_2\text{eq/MWh}_{\text{el}}$ .
- W analizach przyjęto cztery hipotetyczne scenariusze zagospodarowania  $\text{CH}_4$ . Stanowią one kombinację procesów związanych z emisją  $\text{CH}_4$  (wariant x), z jego spalaniem w pochodni (wariant y) i ze spalaniem ukierunkowanym na produkcję energii użytecznej (wariant z):
  - A1 – energetyczne wykorzystanie bez zmian; obecnie emitowany  $\text{CH}_4$  jest utleniany do  $\text{CO}_2$  (nie ma emisji  $\text{CH}_4$ ),
  - A2 – cały  $\text{CH}_4$  z odmetanowania jest wykorzystany energetycznie (powietrze wentylacyjne jest emitowane),
  - A3 – jak w A2, jednak powietrze wentylacyjne jest utleniane do  $\text{CO}_2$  w miejsce emisji,
  - A4 – cały  $\text{CH}_4$  jest wykorzystywany energetycznie.Przedstawiono bilans pomiędzy  $\text{CH}_4$  emitowanym, spalonym i wykorzystywanym do produkcji energii użytecznej (warianty x, y, z). Obliczenia wykorzystane do analizy scenariuszy zostały wykonane w oparciu o założenie, że w ciągu roku wydobyto 83 miliony ton węgla kamiennego. Całkowita ilość  $\text{CH}_4$  wynosi 7,59 g dla każdego kilograma wydobytego węgla, w tym 2,29 g pochodzi z systemów odmetanowania. Wynika z tego, że w scenariuszu A1 1,45 g  $\text{CH}_4$  jest wykorzystywane do wytwarzania energii użytecznej, a pozostała część, chociaż nie jest emitowana, jest jedynie utleniana do  $\text{CO}_2$  bez uzyskiwania produktów. W scenariuszu A2 i A3 następuje wzrost wykorzystania energetycznego do 2,29 g  $\text{CH}_4/\text{kg}$  wydobywanego węgla. Pozostałe 5,3 g  $\text{CH}_4/\text{kg}$  jest emitowane (A2) lub utleniane (A3). Najbardziej efektywny scenariusz A4 zakłada energetyczne wykorzystanie całości  $\text{CH}_4$ , tj. 7,59 g  $\text{CH}_4/\text{kg}$ , w tym 2,29 g  $\text{CH}_4/\text{kg}$  w silniku kogeneracyjnym, a 5,3 g  $\text{CH}_4/\text{kg}$  węgla z niższą sprawnością 20%.
- W artykule zaprezentowano efekt oddziaływania układu IGCC i wpływ wychwytywania  $\text{CO}_2$  w całym cyklu życia na środowisko naturalne. Zastosowanie układu

wychwytywania CO<sub>2</sub> w elektrowni zintegrowanej ze zgazowaniem węgla przyczynia się do zmniejszenia potencjału cieplarnianego w cyklu życia. Równocześnie w konsekwencji obniżenia sprawności, następuje wzrost oddziaływania na środowisko we wszystkich pozostałych kategoriach wpływu, szczególnie związanych z wyczerpywaniem się paliw kopalnych. Pomimo tego, całkowite oddziaływanie na środowisko analizowanego układu IGCC ulega obniżeniu o 20–30%, co jest częściowo wynikiem zastosowanych modeli oceny i przyjętych współczynników ważenia dla poszczególnych kategorii, głównie globalnego ocieplenia i zubożenia paliw kopalnych.

- Redukcja emisji CO<sub>2</sub> w całym cyklu życia układu IGCC, osiągalna dzięki sekwestracji, wynosi około 670 kg CO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>el</sub>. Może to umożliwić Polsce sprostanie limitom emisji w kolejnych latach bez znaczącej zmiany struktury wytwarzania energii elektrycznej.
- Redukcja osiągalna dzięki zagospodarowaniu CH<sub>4</sub> jest w porównaniu do sekwestracji znacznie niższa, nie przyczynia się jednak do zwiększenia oddziaływania w innych kategoriach. Ponadto, może wiązać się z dodatkowymi korzyściami, w postaci zysków ze sprzedaży produktów ubocznych – energii elektrycznej i ciepła.

### Literatura

1. Australian CMM Activities, Ad Hoc Group of Experts on Coal Mine Methane, Australian Government, 12–13 October 2009, Geneva, Switzerland.
2. Azapagic A., Clift R. (1999): Allocation of Environmental Burdens in Co-product Systems: Product-related Burdens (Part 1). *International Journal of Life Cycle Assessment* Vol. 4(6), s. 357–369, DOI: 10.1007/BF02978528.
3. Curran M.A., Mann M., Norris G. (2001): Report on the International Workshop on Electricity Data for Life Cycle Inventories. Cincinnati, Ohio. NREL and EPA 2002, EPA/600/R-02/041.
4. Curran M.A., Mann M., Norris G. (2005): The international workshop on electricity data for life cycle inventories. *Journal of Cleaner Production* Vol. 13(8), s. 853–862, DOI: 10.1016/j.jclepro.2002.03.001.
5. Czaplicka-Kolarz K. red. (2002): Zastosowanie oceny cyklu życia (LCA) w ekobalansie kopalni. Praca zbiorowa. Katowice, Główny Instytut Górnictwa.
6. Czaplicka-Kolarz K., Ściążko M. red. (2004): Model ekologicznego i ekonomicznego prognozowania wydobywania i użytkowania czystego węgla, tom 2: Ekoefektywność technologii czystego spalania węgla. Praca zbiorowa. Katowice, Główny Instytut Górnictwa.
7. DiMaria F., Fantozzi F. (2004): Life cycle assessment of waste to energy micro-pyrolysis system: Case study for an Italian town. *International Journal of Energy Research* Vol. 28, s. 449–461, DOI:10.1002/er.977.
8. DiMaria F., Saetta S., Leonardi D. (2003): Life cycle assessment of a PPV plant applied to an existing SUW management system. *International Journal of Energy Research* Vol. 27, s. 481–494, DOI:10.1002/er.890.
9. Energy From Ventilation Air Methane (VAM) Using Oxidation Technologies, EPA Coalbed Methane Outreach Program Technical Options Series, US EPA, 2004, [http://www.epa.gov/cmop/docs/thermal\\_oxidizer.pdf](http://www.epa.gov/cmop/docs/thermal_oxidizer.pdf) – dostęp: październik 2011.
10. Goedkoop M., Spriensma R. (2000): The eco-indicator 99 a damage oriented method for life cycle impact assessment. Methodology Report. Pre Consultants.



11. Goedkoop M., Heijungs R. i inni (2009): ReCiPe 2008. A life cycle impact assessment method which comprises harmonised category indicators at the midpoint and the endpoint level. *Ruimte en Milieu*.
12. Grammelis P., Skodras G., Kakaras E. (2006): An economic and environmental assessment of biomass utilization in lignite-fired power plants of Greece. *International Journal of Energy Research* Vol. 30, s. 763–775, DOI:10.1002/er.1182.
13. Hertwich E.G., Aaberg M., Singh B., Stromman A.H. (2008): Life-cycle Assessment of Carbon Dioxide Capture for Enhanced Oil Recovery. *Chinese Journal of Chemical Engineering* Vol. 16(3), s. 343–353, DOI: 10.1016/S1004-9541(08)60085-3.
14. Hondo H. (2005): Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: Japanese case. *Energy* Vol. 30, s. 2042-2056, DOI: 10.1016/j.energy.2004.07.020.
15. ISO 14040:2009 Environmental management. Life cycle assessment. Principles and framework.
16. ISO 14044:2009 Environmental management. Life cycle assessment. Requirements and guidelines.
17. Kleiber M., red. (2011): *Ekoefektywność technologii*. Praca zbiorowa. Radom, Wydaw. Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji PIB.
18. Kohl A., Nielsen R. (1997): *Gas Purification* (Fifth edition ed.). Houston, Texas, Gulf Publishing Company.
19. Korre A., Nie Z., Durucan S. (2009): Life cycle modelling of fossil fuel power generation with post combustion CO<sub>2</sub> capture. *Energy Procedia* Vol. 1, s. 3771–3778, DOI:10.1016/j.egypro.2009.02.177.
20. Korre A., Nie Z., Durucan S. (2010): Life cycle modelling of fossil fuel power generation with post-combustion CO<sub>2</sub> capture. *International Journal of Greenhouse Gas Control* Vol. 4, s. 289–300, DOI:10.1016/j.ijgg.2009.08.005
21. Marx J., Schreiber A., Zapp P., Haines M., Hake J.Fr., Gale J. (2011): Environmental evaluation of CCS using Life Cycle Assessment – a synthesis report. *Energy Procedia* Vol. 4, s. 2448–2456, DOI:10.1016/j.egypro.2011.02.139.
22. Meier P.J. (2002): *Life-Cycle Assessment of Electricity Generation Systems and Applications for Climate Change Policy Analysis Fusion*. Madison, Wisconsin, Technology Institute University of Wisconsin.
23. Modahl I.S., Nyland C.A., Raadal H.L., Karstad O., Torp T.A., Hagemann R. (2009): LCA as an ecodesign tool for production of electricity, including carbon capture and storage – a study of a gas power plant case with post-combustion CO<sub>2</sub> capture at Tjeldbergodden, Norway. Joint Action on Climate Change, Aalborg, Denmark.
24. Nawrat S., Kuczera Z. (2011): *Stan i perspektywy gospodarczego wykorzystania metanu z pokładów węgla polskich kopalń węgla kamiennego*. Kraków, AGH, Małopolsko-Podkarpacki Klaster Czystej Energii, klaster.agh.edu.pl/ – dostęp: maj 2011.
25. Odeh N.A., Cockerill T.T. (2007): Life cycle analysis of UK coal-fired power plants. *Energy Conversion and Management* Vol. 49, s. 212–220, DOI: 10.1016/j.enconman.2007.06.014.
26. Odeh N.A., Cockerill T.T. (2008): Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. *Energy Policy* Vol. 36, s. 367–380, DOI: 10.1016/j.enpol.2007.09.026.
27. *Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*. Warszawa, Ministerstwo Gospodarki 2009.
28. Ruether J.A. (2004): Greenhouse gas emissions from coal gasification power generation systems. *Journal of Infrastructure Systems* Vol. 10(3), s. 111–119, DOI: 10.1061/(ASCE)1076-0342(2004)10:3(111).

29. Schreiber A., Zapp P., Kuckshinrichs W. (2009): Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon capture. *International Journal of Life Cycle Assessment* Vol. 14, s. 547–559, DOI: 10.1007/s11367-009-0102-8.
30. SimaPro Analyst version 7.3 LCA software and database, PRé Consultants, The Netherlands, [www.pre.nl](http://www.pre.nl).
31. Skorek J., Kalina J., Backhaus C., Mroz A. (2004): Możliwość wykorzystania metanu z pokładów węgla w niemieckich i polskich kopalniach. W: *Energia Odnawialna w Niemczech i Polsce w świetle przystąpienia do Unii Europejskiej*. Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej. Seria Ciepłota Maszyny Przepływowe, z. 125. INCREASE (International Cooperation on Research in Environmental Protection, Process Safety and Energy Technology).
32. Somers J.M., Schultz H.L. (2008): Thermal oxidation of coal mine ventilation air methane. 12<sup>th</sup> U.S./North American Mine Ventilation Symposium, [epa.gov/cmop/docs/2008\\_mine\\_vent\\_symp.pdf](http://epa.gov/cmop/docs/2008_mine_vent_symp.pdf) – dostęp: październik 2011.
33. Stańczyk K., Bieniecki M., Cwiężek M., Świądrowski J. (2009): Zagospodarowanie metanu z kopalń węgla kamiennego. *Ochrona Powietrza i Problemy Odpadów T.* 43(1), s. 23–32.
34. Suebsiri J., Manuilova A., Wilson M. (2009): Carbon Footprint of an 882 MW Coal-fired Power Plant with CCS: CO<sub>2</sub>-EOR and Storage Option. *Life Cycle Assessment IX*, Boston.
35. Śliwińska A., Czaplicka-Kolarz K. (2012): Reducing life-cycle environmental impacts of coal-power by using coal-mine methane. *International Journal of Energy Research* (w druku).
36. U.S. DOE (2007): Cost and Performance Baseline for Fossil Energy Plants, Volume 1: Bituminous Coal and Natural Gas to Electricity. Final Report, DOE/NETL 2007, [www.netl.doe.gov](http://www.netl.doe.gov) – dostęp: listopad 2009.
37. Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji, art. 3 ust. 3.
38. VAMCAT (Ventilation Air Methane Catalytic Turbine) [csiro.au/news/ps1k0.html](http://csiro.au/news/ps1k0.html) – dostęp: październik 2011.
39. Waku H., Tamura I., Inoue M., Akai M. (1995): Life cycle analysis of fossil power plants with CO<sub>2</sub> recovery and sequestration systems. *Energy Conversion and Management* Vol. 36(6-9), s. 877-880, DOI: 10.1016/0196-8904(95)00143-2
40. Weidema B.P. (1993): Market aspects in product life cycle inventory methodology. *Journal of Cleaner Production* Vol. 1(3-4), s. 161–166, DOI: 10.1016/0959-6526(93)90007-X.
41. Weidema B.P. (2003): Market information in life cycle assessment. Copenhagen, Danish Environmental Protection Agency (Environmental Project no. 863).
42. Weidema B.P., Frees N., Nielsen A.M. (1999): Marginal Production Technologies for Life Cycle Inventories. *International Journal of Life Cycle Assessment* Vol. 4(1), s. 48–56, DOI: 10.1007/BF02979395.
43. Weisser D. (2007): A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. *Energy* Vol. 32, s.1543–1559, DOI: 10.1016/j.energy.2007.01.008.
44. Wu J., Wang J., Cheng Q., DeVallance D. (2011): Assessment of coal and biomass to liquid fuels in central Appalachia, USA. *International Journal of Energy Research*, published online DOI:10.1002/er.1838.
45. [elbelchatow.pgegielk.pl/](http://elbelchatow.pgegielk.pl/) – dostęp: maj 2011.
46. [megtec.com](http://megtec.com)