

Stefan ŁACH\*

## Doświadczenia kopalni Borynia w zagospodarowaniu gazu z odmetanowania oraz z wdrożenia projektu Wspólnych Wdrożeń (Joint Implementation – JI) w oparciu o protokół z Kioto

**STRESZCZENIE.** W artykule omówiono etapy zagospodarowania gazu z odmetanowania, które przeprowadza kopalnia Borynia od lat 90 ubiegłego wieku. Wraz ze wzrostem ilości metanu uwalnianego się ze złoża zachodziła potrzeba prowadzenia odmetanowania złoża. Ujęty metan był uwalniany do atmosfery. W celu wykorzystania ujętego gazu wybudowano kolejno kotłownię gazową w 1998 roku, a w 2008 roku układ kogeneracyjny. Spowodowało to zmniejszenie ilości uwalnianego do atmosfery metanu, a kopalnia uzyskała dodatkowy efekt w postaci wyprodukowanej energii cieplnej i elektrycznej. Budując powyższe instalacje kopalnia starała się pozyskać zewnętrzne środki finansowe na prowadzone inwestycje. Przy budowie kotłowni uzyskano dofinansowanie z EkoFunduszu. Przy budowie układu kogeneracyjnego skorzystano z protokołu z Kioto i przewidzianego w nim mechanizmu Wspólnych Wdrożeń. W artykule przedstawiono zasady mechanizmu JI, warunki, które należy spełnić oraz przebieg realizacji w kopalni Borynia.

**SŁOWA KLUCZOWE:** gaz z odmetanowania kopalń, układ kogeneracyjny, Wspólne Wdrożenia

## 1. Wykorzystanie gazu w kotłowni

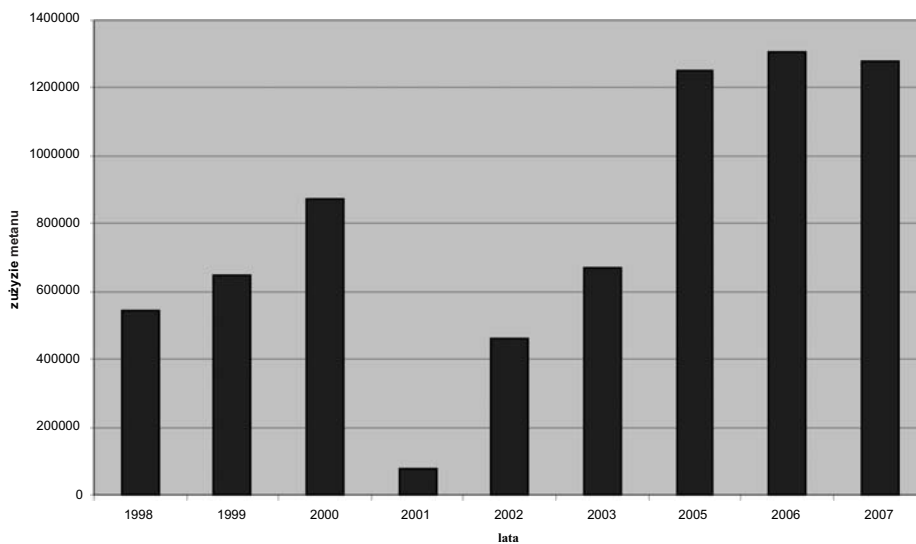
Uruchomiona w 1971 roku kopalnia Borynia w porównaniu z otaczającymi ją kopalniami była kopalnią zaliczaną do III kategorii zagrożenia metanowego i na tle sąsiednich kopalń była słabo metanowa. Wybudowana stacja odmetanowania pracowała sporadycznie, nigdy nie oddano do eksploatacji gazociągu łączącego ją ze stacją gazowniczą w Świerklanach. W latach dziewięćdziesiątych ubiegłego wieku, wraz ze schodzeniem z wydobywaniem na większe głębokości, pojawiały się większe ilości gazu, coraz więcej ścian trzeba było prowadzić z odmetanowaniem złoża. Średnie ilości ujmowanego gazu zaczęły wystarczać na wyprodukowanie ciepła na potrzeby łazni górniczych. W roku 1996 podjęto decyzję o budowie kotłowni gazowej; analiza ilości gazu i potrzeb ciepła dla łazni była podstawą do budowy 2 kotłów o mocy 1,2 MW każdy. Zainstalowano 2 kotły HVTO100L produkcji Fabryki Urządzeń Okrętowych RUMIA z palnikami gazowymi firmy DUNPHY. Na inwestycję uzyskano dofinansowanie z EKOFunduszu w wysokości 15% kosztów inwestycji. Poniższa fotografia przedstawia kotły oraz stację uzdatniania wody kotłowej (rys. 1).



Rys. 1. Kotły gazowe oraz stacja uzdatniania wody kotłowej

Fig. 1. Gas boilers and boiler water treatment plant

Eksploatację kotłowni rozpoczęto w roku 1998. Po 3 latach eksploatacji zwróciły się koszty budowy kotłowni. Rysunek 2 pokazuje wykres zużycia gazu w wybudowanej kotłowni.



Rys. 2. Zużycie metanu w kotłowni

Fig. 2. Use of methane in the gas boiler house

Zużycie gazu rosło do roku 2000. W roku 2001 – ze względu na prowadzenie eksploatacji w pokładach, które nie wymagały prowadzenia odmetanowania – zatrzymano ruch stacji odmetanowania na okres 8 miesięcy. Kolejne wstrzymania procesu odmetanowania kopalni występowały także w latach 2002 i 2003.

## 2. Wykorzystanie gazu w układzie kogeneracyjnym

W roku 2005 kopalnia weszła z eksploatacją w pokłady silnie gazujące, co spowodowało ujmowanie coraz większych ilości metanu. Skłoniło to kopalnię do podjęcia decyzji o dalszych krokach celem zagospodarowania nadwyżek gazu.

Przyjęto do zagospodarowania dodatkowo około 8 m<sup>3</sup>/min czystego metanu. Były to ilości, które gwarantowały ciągłą pracę nowych urządzeń. Rozważano koncepcję budowy silnika gazowego lub dodatkowych kotłów gazowych. Zdecydowano o budowie układu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 1800–2000 kW oraz więcej niż 1800 kW mocy cieplnej.

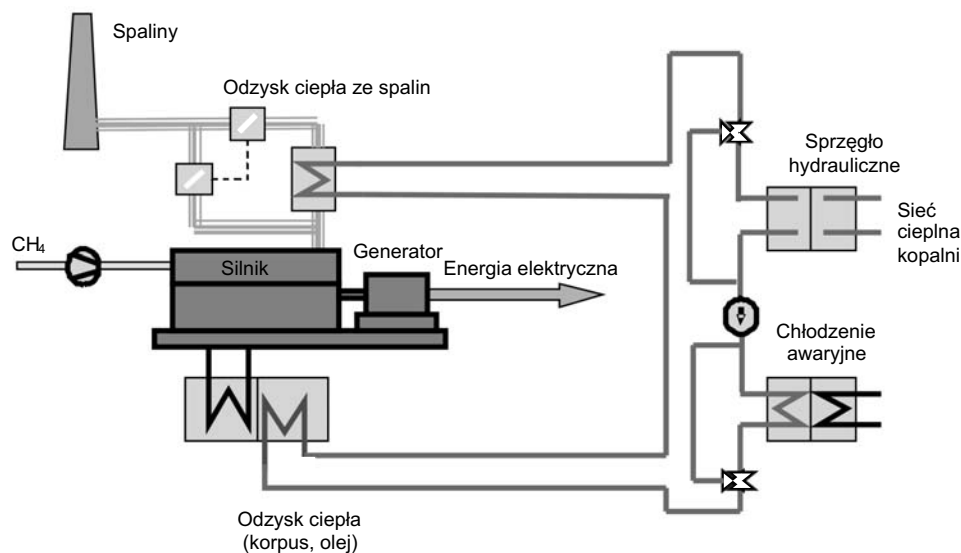
W miesiącach wrzesień – październik 2006 odbył się przetarg na kompleksową budowę układu kogeneracyjnego. W grudniu 2006 roku podpisano umowę na budowę układu z wykonawcą. Do sierpnia następnego roku trwało projektowanie i starania o uzyskanie stosownych zezwoleń. W sierpniu 2007 uzyskano pozwolenia budowlane i od września rozpoczęto budowę i montaż. Prace budowlano-montażowe ukończono w marcu 2008

i przystąpiono do rozruchu. Silnik uruchomiono, lecz w II kwartale koncentracja metanu w ujmowanym gazie spadła poniżej 40%, co spowodowało postój silnika. W czerwcu koncentracja poprawiła się i silnik rozpoczął normalną pracę. W międzyczasie zmieniono oprogramowanie sterownika, które umożliwiło pracę silnika przy koncentracjach w przedziale 35–40%, lecz ze zmniejszoną mocą.

Poniżej przedstawiono dane techniczne zbudowanego agregatu gazowego:

❖ Producent	GE Jenbacher
❖ Typ	JMS 612 GS-S.LC
❖ Ilość cylindrów	12 szt. V-600
❖ Pojemność silnika	74,85 l
❖ Prędkość obrotowa	1 500 obr./min
❖ Paliwo	gaz z odmetanowania o koncentracji 40–70%
❖ Ilość spalanego gazu	7,5 m <sup>3</sup> /min CH <sub>4</sub>
❖ Moc doprowadzona	4 401 kW
❖ Moc elektryczna	1 819 kW
❖ Moc cieplna	1 877 kW
❖ Sprawność elektryczna	41,3%
❖ Sprawność cieplna	42,7%
❖ Sprawność łączna	84,0%
❖ Typ generatora	DIG 130i/4

Na rysunku 3 przedstawiono schemat układu kogeneracyjnego i jego połączenia z istniejącymi instalacjami kopalni.



Rys. 3. Schemat układu kogeneracyjnego i jego połączenia z istniejącymi instalacjami kopalni

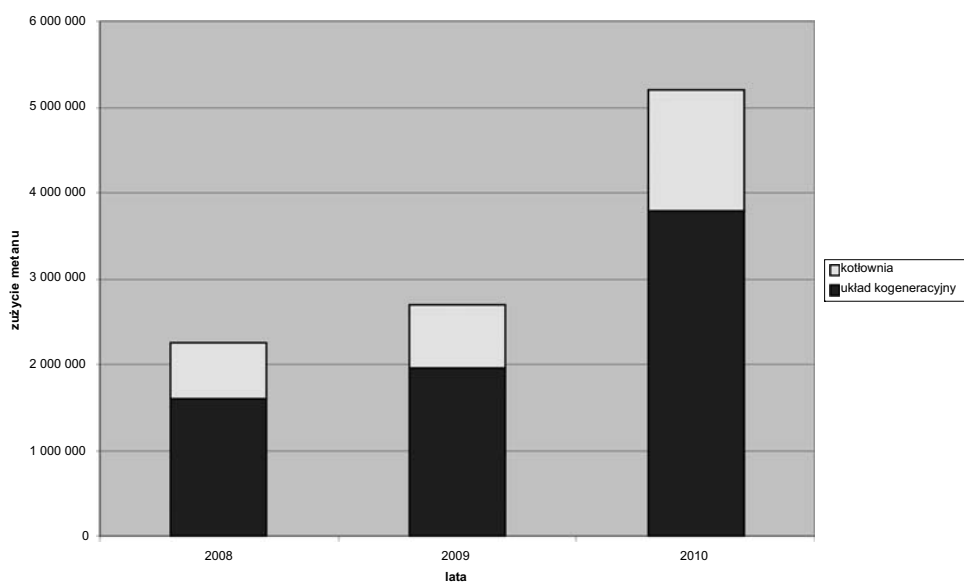
Fig. 3. Cogeneration system scheme and its connections to the existing coal mine systems

Rysunek 4 przedstawia fotografię z zamontowanym w kopalni agregatem gazowym. Natomiast wykres zużycia metanu przez agregat gazowy i kotłownię zilustrowano na rysunku 5. Koszt budowy układu kogeneracyjnego zwrócił się po 3 latach eksploatacji.



Rys. 4. Agregat zainstalowany w kopalni Borynia

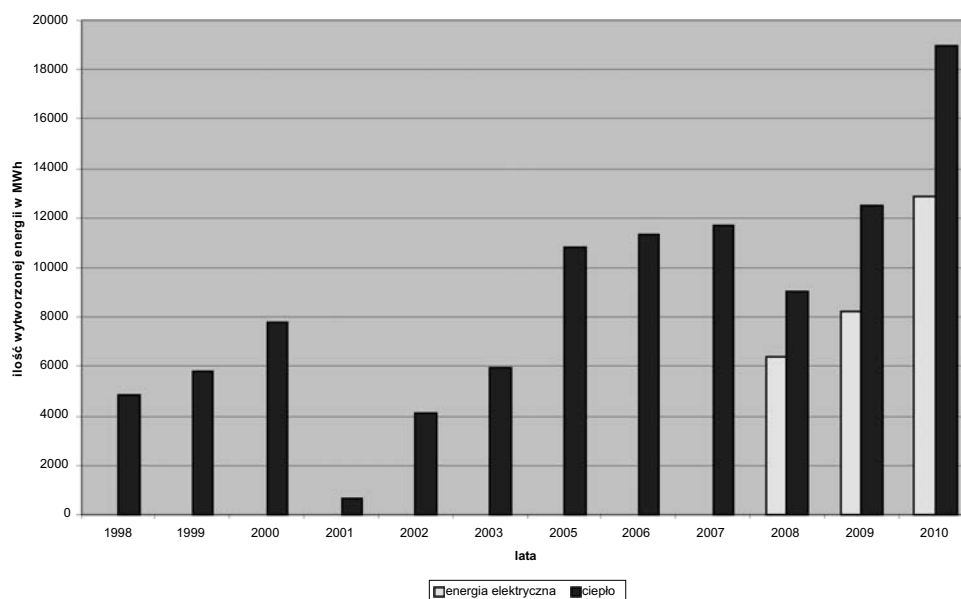
Fig. 4. Aggregate installed in Borynia coal mine



Rys. 5. Zużycie metanu przez układ kogeneracyjny i kotłownię

Fig. 5. Use of methane by cogeneration system and gas boiler house

Na rysunku 6 przedstawiono produkcję energii elektrycznej i ciepła w kopalni Borynia na bazie gazu z odmetanowania. Produkcję podano w MWh. Produkcja energii z własnego metanu obniża koszty związane z zakupem prądu i ciepła. Kopalnia produkuje 8,5% zużywanej energii elektrycznej oraz 40% zużywanego ciepła.



Rys. 6. Produkcja energii elektrycznej i ciepła

Fig. 6. Thermal and electrical energy production

### 3. Mechanizm Wspólnych Wdrożeń (Joint Implementation – JI) jako źródło finansowania inwestycji

Poszukując źródeł finansowania inwestycji budowy układu kogeneracyjnego postanowiono uruchomić projekt Wspólnych Wdrożeń zgodnie z protokołem z Kioto.

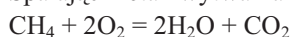
#### 3.1. Zasady funkcjonowania mechanizmu Wspólnych Wdrożeń

Projekty Wspólnych Wdrożeń funkcjonują w ramach mechanizmu ustanowionego w art. 6 Protokołu z Kioto, który umożliwia transfer jednostek redukcji emisji gazów cieplarnianych (ERU – *Emission Reduction Units*) powstałych w wyniku realizacji projektów inwestycyjnych obniżających emisję gazów cieplarnianych.

Szkodliwość oddziaływania gazów cieplarnianych jest określana efektem cieplarnianym (GWP – *Global Warming Potential*), który określa szkodliwość jednej tony gazu w stosunku do szkodliwości jednej tony dwutlenku węgla. Poniżej przedstawiono efekt cieplarniany dla dwutlenku węgla i metanu:

Gaz cieplarniany	GWP
CO <sub>2</sub>	1
CH <sub>4</sub>	21

Spalając metan wytwarzamy dwutlenek węgla i wodę:



Ze spalenia 1 tony CH<sub>4</sub> powstaje 2,75 tony CO<sub>2</sub>

Porównując efekt cieplarniany, który wytwarza 1 tona metanu z efektem cieplarnianym, który wytworzy 2,75 tony dwutlenku węgla (tyle CO<sub>2</sub> powstaje ze spalenia 1 tony CH<sub>4</sub>) uzyskujemy redukcję emisji gazów cieplarnianych na poziomie 18,25 tony.

Reasumując: skierowanie 1 tony metanu nie do atmosfery, a do instalacji spalającej umożliwia w innej instalacji wyemitować 18,25 tony dwutlenku węgla przy zachowaniu równowagi emisji gazów cieplarnianych.

### 3.2. Warunki konieczne realizacji projektu JI

<b>Dodatkowość ekologiczna</b>	projekt pozwala zredukować emisję w porównaniu do wejściowej
<b>Dodatkowość technologiczna</b>	metody zastosowane do projektu nie są normalnie stosowaną technologią
<b>Dodatkowość ekologiczna</b>	projekt powinien być wyraźnie mniej opłacalny lub być nieopłacalny bez przychodów ze sprzedaży uprawnień do emisji

### 3.3. Tok realizacji projektu JI

- ❖ Opracowanie Koncepcji i Założeń Projektu (*Project Idea Note – PIN*).
- ❖ Uzyskanie Listu Popierającego (*Letter of Endorsment – LeO*).
- ❖ Opracowanie Dokumentu Projektowego Przedsięwzięcia (*Project Design Dokument – PDD*).
- ❖ Uwierzytelnienie Dokumentu Projektowego Przedsięwzięcia – walidacja przez rzeczoznawcę posiadającego wymagane uprawnienia.

- ✧ Uzyskanie Listu Zatwierdzającego (*Letter of Approval* – LoA).
- ✧ Wprowadzenie do obrotu wygenerowanych uprawnień do emisji.
- ✧ Monitoring redukcji emisji wraz z coroczną weryfikacją przez niezależnego audytora.

### 3.4. Realizacja projektu na kopalni

Kopalnia przy współpracy z Głównym Instytutem Górnictwa zrealizowała wszystkie etapy projektu:

- ✧ Koncepcja i Założenia Projektu zostały opracowane w 2007 roku i złożone wraz z wnioskiem o wydanie Listu Popierającego w Ministerstwie Środowiska w sierpniu 2007 roku.
- ✧ Równocześnie rozpoczęto poszukiwanie firmy, która była zainteresowana współpracą w ramach projektu; 13 marca 2008 została podpisana umowa kupna sprzedaży jednostek redukcji emisji z japońską firmą The Chugoku Electric Power Co. Inc z Hiroszimy.
- ✧ Nie czekając na wydanie Listu Polecającego przystąpiono do opracowania Dokumentu Projektowego Przedsięwzięcia oraz do uwierzytelnienia Dokumentu Projektowego Przedsięwzięcia.
- ✧ Walidację przeprowadziła firma Det Norske Varitas z siedzibą w Oslo.
- ✧ 18 września złożono w Ministerstwie Środowiska wnioski o wydanie Listu Popierającego.
- ✧ Po długim oczekiwaniu i licznych interwencjach Minister Środowiska wydał List Popierający 30 września 2008 roku.
- ✧ 5 lutego 2010 roku Minister Środowiska wydał List Zatwierdzający.
- ✧ We wrześniu 2010 roku rozpoczęto weryfikację pierwszego okresu (31.03.2008 do 31.08.2010 r.), firmą dokonującą weryfikacji był TÜV SÜD Industrie Service GmbH Carbon Management Service z Monachium.
- ✧ Po otrzymaniu końcowego raportu wystąpiono z wnioskiem o zgodę na przekazanie wygenerowanych jednostek do japońskiego partnera, zgodę uzyskano 22 kwietnia 2011 roku.
- ✧ W czerwcu Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami przekazał Jednostki Redukcji Emisji do Japonii.
- ✧ W miesiącu wrześniu rozpocznie się kolejny audyt weryfikacyjny za okres 1.09.2011 do 31.08.2011.

### Literatura

- [1] Dokumentacja Kotła HVTO 100KL FUO Rumia
- [2] Dokumentacja produktu GE Jenbacher Zespołu Generatora JMS 612 GS-S.LC
- [3] Protokół z Kioto do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (Dz. U. nr 203 poz. 1684).
- [4] Ustawa z dnia 22 grudnia 2004 r. o handlu uprawnieniami do emisji do powietrza gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. nr 281 poz. 2784).



- [5] Ustawa z dnia 17 lipca 2009 r. o systemie zarządzania emisjami gazów cieplarnianych i innych substancji (Dz. U. nr 130 poz. 1070).
- [6] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 lipca 2009 r. w sprawie rodzajów instalacji objętych wspólnotowym systemem handlu uprawnieniami do emisji (Dz. U. nr 136 poz. 1120).

Stefan ŁACH

## Experiences of Borynia coal mine in the management of gas obtained through demethanization and implementation of the Joint Implementation Project (JI) under the Kyoto Protocol

### Abstract

The article discusses phases of the management of gas obtained through demethanization that the Borynia coal mine has been conducting since the 90s of the past century. Along with the increase of methane released from the deposit, it was also necessary to demethanize the deposit. The captured methane was released to the atmosphere. In order to use the captured gas, a gas boiler house and a cogeneration system were built in 1998 and in 2008, respectively. It leads to a reduction of the amount of methane released to the atmosphere, and the coal mine achieved an additional effect of thermal and electrical energy production. The construction of the above-mentioned systems enabled the coal mine to obtain external financial means for the undertaken investments. The Borynia coal mine was granted co-financing from EcoFund for the gas boiler house construction. While building the cogeneration system, the Mine benefited from the Joint Implementation Project, which was defined in the Kyoto Protocol. Paper presents the JI rules and conditions which will be met and the process of realization in Borynia coal mine.

KEY WORDS: Coal mine demethanization gas, cogeneration system, Joint Implementation