

KRZYSZTOF GOSIEWSKI

OCENA MOŻLIWOŚCI UTYLIZACJI ENERGII SPALANIA METANU Z POWIETRZA WENTYLACYJNEGO KOPALŃ WĘGLA KAMIENNEGO DO ODSALANIA ŚCIEKÓW

Instytut Inżynierii Chemicznej PAN, ul. Bałtycka 5, 44-100 Gliwice

Spalanie nisko stężonego metanu zawartego w powietrzu wentylacyjnym kopalń węgla kamiennego rodzi problem racjonalnego wykorzystania uzyskiwanej energii. Dokonano analizy zapotrzebowania energii różnych metod odsalania. Artykuł zawiera studium możliwości wykorzystania energii spalania metanu wentylacyjnego do odsalania ścieków kopalnianych w układzie kogeneracyjnym, w którym w pełni wykorzystuje się uzyskiwaną energię cieplną i elektryczną.

Słowa kluczowe: spalanie metanu, odsalanie wód, powietrze wentylacyjne, odzysk energii

Combustion of lean methane contained in the hard coal mines ventilation air raises a problem of rational use of the obtained energy. An analysis of energy demand for various desalination methods was done. The paper presents a study of possibilities to utilize energy of the ventilation air methane for desalination of mine sewage in the cogeneration system, which fully exploits the produced heat and electrical energy.

Keywords: methane combustion, water desalination, ventilation air, energy recovery

1. WPROWADZENIE

Spalanie nisko stężonego metanu zawartego w powietrzu wentylacyjnym kopalń węgla kamiennego, określanego w literaturze jako VAM (od ang. *Ventilation Air Methane*), pozwala w przeciętnej kopalni uzyskiwać do wykorzystania moce cieplne rzędu kilkudziesięciu megawatów. Istotnym problemem jest racjonalne wykorzystanie tego ciepła, gdyż zwykle zapotrzebowanie lokalne na nośniki ciepła jest niewielkie, zaś produkcja wyłącznie energii elektrycznej oddawanej do systemu w układach bez kogeneracji jest mało opłacalna [1]. Jedną z metod może być opisana w [2, 3] kogeneracyjna metoda produkcji chłodu klimatyzacyjnego, używanego do klimatyzacji głębokich wyrobisk górniczych (zwykle poniżej 800 m głębokości). Są jednak kopalnie, które takich pokładów nie mają i tam należy szu-

kać innych metod racjonalnego sposobu zagospodarowania nośnika ciepła uzyskiwanego ze spalania. W ostatnich latach najbardziej zaawansowaną technologię oferuje firma MEGTEC. W swoich materiałach reklamowych [4] proponuje wykorzystanie ciepła spalania VAM do ogrzewania i klimatyzacji osiedli mieszkaniowych. Większość kopalnianych szybów wentylacyjnych, zarówno w Polsce, jak i na świecie znajduje się w dużych odległościach od potencjalnych klientów takiej oferty, więc jej opłacalność wydaje się wątpliwa. Firma MEGTEC ma już kilka wdrożeń dużych instalacji spalających VAM (w Australii i w Chinach), jednak jak pośrednio wynika z licznych publikacji, nigdzie nie udało się użyć odzyskiwanego ciepła do celów komunalnych.

Liczne kopalnie, zarówno w Polsce, jak i za granicą, zmuszone są do odsalania kopalnianych wód ściekowych. Procesy odsalania są bardzo energochłonne i w zależności od zastosowanej technologii potrzebują zasilania zarówno energią elektryczną, jak i ciepłą w różnych proporcjach. Tym samym stanowią proces znakomicie nadający się do współpracy z kogeneracyjnym zespołem energetycznym wykorzystującym ciepło odzyskiwane w procesie rewersyjnego spalania VAM. Ponadto takie rozwiązanie spełnia wyrażony w [1] postulat użycia odzyskiwanego ciepła na potrzeby własne kopalni, w której utylizacja VAM ma miejsce. Rzeczywisty efekt ekonomiczny takiego utylizowania odzyskiwanej energii może być większy niż w wyniku handlu energią elektryczną, czy zwłaszcza nośnikami ciepła lub/i chłodu, na które jak wspomniano wyżej, w okolicy kopalni jest tylko teoretyczne zapotrzebowanie.

Technologię rewersyjnego, termicznego (niekatalitycznego) spalania metanu o stężeniu odpowiadającym jego zawartości w powietrzu wentylacyjnym opracowano [5] w latach 2007 – 2010 w Instytucie Inżynierii Chemicznej PAN na podstawie eksperymentów prowadzonych na instalacji badawczo-demonstracyjnej wybudowanej przez firmę „Katalizator” Sp. z o.o. z Krakowa. Badania [5] prowadzone na tej instalacji wykazały, że spalanie metanu zawartego w powietrzu wentylacyjnym może przebiegać autotermicznie (bez zasilania dodatkowym paliwem) w stężeniach CH_4 wyższych od 0,2% obj., co stanowi tzw. „próg autotermii”. Wykazano również, że odzysk ciepła staje się opłacalny i racjonalny technicznie już przy nieco wyższych stężeniach CH_4 . Symulacje matematyczne z użyciem modelu opisanego w [6] wykazują, że w większych instalacjach w skali przepływów tysięcy $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ możliwy jest racjonalny odzysk ciepła już przy średnich stężeniach powyżej 0,3% obj. CH_4 . Jednak przy niskich stężeniach nawet niewielkie zatężnienie zawartości metanu podwyższałoby sprawność odzysku i stabilność pracy instalacji. Instalacja badawczo-demonstracyjna powstała w ramach projektu [5] opisana była w publikacji [7]. Dobrą zgodność modelu reaktora [6] z rzeczywistością uzyskano stosując opracowany w ramach pracy doktorskiej [8] model kinetyki procesu spalania, którego ostateczna forma dostępna jest w publikacji [9]. Powyższe szczegóły dotychczasowych prac i uzyskane wyniki badań, ze względu na zwięzłość, nie będą tutaj szczegółowo omawiane.

Brak informacji o wykonywanych na świecie próbach wykorzystania ciepła spalania VAM do zasilania instalacji odsalania świadczy o tym, że takie rozwiązanie miałyby charakter innowacyjny.

Docelowa instalacja przemysłowa wykorzystująca ciepło spalania VAM do zasilania procesu odsalania ścieków kopalnianych będzie zawierać 2 moduły technologiczne:

- I. Moduł rewersyjnego spalania metanu;
- II. Moduł odsalania wód kopalnianych.

Parametry aparaturowe ([10]) i bilansowe (Tabela 1) dotyczące modułu I zaczerpnięto z uzyskanych wcześniej projektów i wyników symulacji matematycznych wykonywanych w ramach prac badawczych ICh PAN. Z tego względu niniejszy artykuł ograniczony będzie przede wszystkim do analizy wykonalności wykorzystania ciepła spalania VAM do odsalania ścieków w warunkach przeciętnego stężenia CH_4 i przeciętnego zasolenia wód kopalnianych w Module II, wykonanym wg aktualnie stosowanych technologii.

2. WEJŚCIOWE ZAŁOŻENIA DLA KALKULACJI

W roku 2013 opracowano projekt technologiczny [10] dla pilotowej instalacji spalania metanu wentylacyjnego o przepustowości 25 do 35 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, którą zamierzano uruchomić w kopalni węgla kamiennego „Brzeszcze”. Projekt [10] zawierał: parametry technologiczne procesu, rysunki konstrukcyjne aparatów z ich wyceną oraz kosztorys całości instalacji, wraz z rozruchem, uruchomieniem i odbiorem obiektu. Schemat technologiczny takiej instalacji jest analogiczny do schematu instalacji badawczej

[1, 5, 7]. Jedynie aparaty i przepływy mediów są w tym projekcie znacząco większe, niż w instalacji badawczej. Ponadto geometria reaktora i jego wypełnienie dostosowane zostało do prędkości liniowej w monolitycznym wypełnieniu zwiększonej z ok. $0,55 \text{ Nm} \cdot \text{s}^{-1}$ (w instalacji badawczej) do ok. $0,78 \text{ Nm} \cdot \text{s}^{-1}$ (w instalacji pilotowej).

Największe pojedyncze jednostki termicznego, rewersyjnego spalania metanu firmy MEGTEC, pracujące w Australii, mają przepustowość 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ [11, 12]. Spotyka się również instalacje o większej przepustowości, np. w Chinach w zakładzie SongZao Coal & Electricity, Shenzhen Dongjiang, która zawiera 6 równoległych jednostek o przepustowości 62,5 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, co łącznie daje 375 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Tak więc, skoro największe rzeczywiście pracujące jednostki mają przepustowość 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, postanowiono dalszą analizę i kalkulacje ekonomiczne przeprowadzić dla jednostki o takiej przepustowości. Ze względu na to, że aktualnie posiadane dane eksperymentalne i symulacyjno-projektowe uzyskiwano dla różnych przepustowości procesu, w podanych dalej wyliczeniach dane wejściowe uzyskane dla innych przepustowości przeliczano na jednostki o przyjętej przepustowości 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$.

Przeliczenia danych ekonomicznych prowadzono stosując zaczerpniętą z [13], następującą formułę przeliczeniową:

$$a = b \times \left(\frac{c}{d} \right)^{0,65} \quad (1)$$

Wartości wydzielanych czy pobieranych mocy lub energii przy zmianie skali wielkości przeliczano wprost proporcjonalnie do przepustowości analizowanej jednostki.

Do porównań energetycznych wykorzystano przede wszystkim dane z raportu [14] oraz z publikacji firmowej GE [15], w których zawarto opisy różnych metod odsalania wód wraz z ich zapotrzebowaniem na energię. Ponadto, jako bazę odniesienia wzięto również pod uwagę technologię zastosowaną w Zakładzie Odsalania „Dębieńsko”. Ta instalacja będzie dalej nazywana „referencyjną”. Informacje i pewne dane dotyczące wdrożonej tam technologii zaczerpnięto głównie z [16-19].

Zapotrzebowanie mocy dla odsalania wód ściekowych szacowano więc przy następujących założeniach:

- Ilość zasolonych ścieków: 14 000 m³/dobę (~ 4,666 mln m³/rok);
- Średnie roczne stężenie soli: 8 – 115 kg·m⁻³ (czyli 8000 do 115 000 mg·l⁻¹);
- Produkcja soli średnio: 100 tys. ton;
- Ilość godzin pracy instalacji odsalania w roku: ~ 8000 h.

Z publikacji [14, 15] można oszacować zakresy i średnie wartości zużycia energii na m³ odsalanej wody w zależności od stosowanej metody i stopnia zasolenia.

Niniejsze Studium nie będzie zawierać ścisłego wyboru technologii odsalania. Analiza podana dalej ograniczać się będzie jedynie do oceny realności wykorzystania energii odzyskiwanej ze spalania VAM do zasilania tą energią instalacji odsalającej.

3. PARAMETRY BILANSOWE PILOTOWEGO WĘZŁA REWERSYJNEGO SPALANIA METANU WENTYLACYJNEGO

Tabela 1 zawierająca wyciąg z wyników symulacji numerycznych jednostki pilotowej o przepustowości 35 tys. Nm³·h⁻¹ (w kolumnie 6), została uzupełniona o przeliczenia przewidywanego odzysku ciepła dla jednostki 250 tys. Nm³·h⁻¹ (w kolumnie 7), czyli takiej, jaka będzie przedmiotem analizy efektów ekonomicznych w niniejszym opracowaniu, oraz przewidywany maksymalny odzysk ciepła dla parametrów średniego przepływu z przeciętnego szybu wentylacyjnego w Polsce (kolumna 8).

Tabela 1. Podsumowanie wyników symulacji dla jednostki o przepustowości 35 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ oraz przeliczenia dla większej przepustowości powietrza wentylacyjnegoTable 1. Summary of simulation results for the unit of capacity 35 thous. $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$ and recalculated for higher capacities

Stężenie metanu w pow. went	Upust do utylizacji		Temp. gorącego upustu	Wyliczana konwersja CH_4	Szacowany odzysk ciepła instalacji $35\,000\ \text{Nm}^3/\text{h}$	Przewidywany odzysk ciepła przeliczony dla instalacji $250\,000\ \text{Nm}^3/\text{h}$	Przewidywany odzysk ciepła przeliczony dla przepływu powietrza z przeciętnego szybu went. ($720\,000\ \text{Nm}^3/\text{h}$)
	% CH_4	%					
1	2	3	4	5	6	7	8
0,34	10	3500	918	99,98	1024	7,3	21,024
0,37	12	4200	918	99,99	1229	8,8	25,344
0,5	16	5600	974	99,99	1654	11,8	33,984
0,7	18	6300	951	99,84	1934	13,8	39,744

4. ANALIZA ISTNIEJĄCYCH PRZEMYSŁOWYCH METOD ODSALANIA POD KĄTEM ICH PRZYDATNOŚCI DO ZASTOSOWANIA PRZY WYKORZYSTANIU CIEPŁA SPALANIA METANU WENTYLACYJNEGO

Na podstawie zakresów zużycia energii, które zawiera Tabela 2, dokonano szacunku mocy elektrycznej i cieplnej, jakie muszą być dostępne dla przyjętej do analizy referencyjnej instalacji odsalania Zakładu Odsalania „Dębieńsko”, dla różnych technologii, które mogą być brane pod uwagę dla takiej instalacji. Szacunki takich zakresów zapotrzebowania mocy zawiera Tabela 3.

Praca [14] zawiera również dwie tabele podające zapotrzebowanie wielkości mocy dla systemu destylacji wielostopniowej MSF i destylacji wielokrotnej MED odniesione do tysiąca m^3 solanki na dobę. Tabela 4 oraz Tabela 5 zawierają te dane, by uniknąć niejasności nomenklaturowych, podane w formie takiej jak w oryginale. Zostały one jednak dodatkowo (w kolumnach 4, 5 i 6) uzupełnione o wyliczone na ich podstawie wielkości zapotrzebowania mocy dla referencyjnej instalacji odsalania, odpowiednio dla różnych technologii odsalania omawianych w [14]. Widać, że wielkość zapotrzebowania mocy, a także podział na energię elektryczną i cieplną silnie zależy od technologii, którą się zastosuje. Konkretny wybór musi nastąpić na etapie projektowania instalacji odsalania.

Tabela 2. Zakresy zużycia energii dla różnych metod odsalania na podstawie danych z publikacji
 Table 2. Energy consumption ranges for various desalination methods based on the published data

Metoda	Źródło	Energia elektryczna			Calkowita energia	Energia cieplna		
		kWh _e /m ³			kWh/m ³	kWh _t /m ³		
		min.	max.	średnio	woda morską (35 000 mg/l)	min.	max.	średnio
Proces idealny	[14]	0,7	b.d.	b.d.	0,8	b.d.	b.d.	b.d.
Całkowite odparowanie wody	[14]	b.d.	b.d.	b.d.	650	b.d.	b.d.	b.d.
Odwrócona osmoza RO	[14]	2,25	2,75	2,5	1,6	0	0	0
Destylacja	[14]	0,8	4,5	2,65	b.d.	40	1200	620
Kogeneracyjny MED ^{*)}	[14]	0,8	1,25	1,025	b.d.	b.d. (zależna od rozwiązania kogeneracji)		
Koncentrator Solanki RCC ^{**)}	[15]	b.d.	b.d.	b.d.	b.d.	Moc całkowita		
						64,61		

Tabela 3. Zapotrzebowanie mocy referencyjnej instalacji odsalania na podstawie danych z publikacji
 Table 3. Power requirements for reference desalination plant according to the published data

Technologia	Źródło	Moc elektryczna			Moc cieplna		
		min.	max.	średnio	min.	max.	średnio
		MW _e			MW _t		
RO Odwrócona osmoza	[14]	1,31	1,60	1,46	0,00	0,00	0,00
Destylacja	[14]	0,47	2,62	1,55	23,33	699,90	361,62
Kogeneracja z MED ^{*)}	[14]	0,47	0,73	0,60	b.d. (zależna od rodzaju kogeneracji)		
Koncentrator solanki RCC ^{**)}	[15]	b.d.	b.d.	b.d.	Moc całkowita		
					37,68		

b.d. – brak danych ^{*)} MED – destylacja wielokrotna (multiple effect distillation)
^{**)} RCC – symbol firmowy (Resources Conservation Company)
Dla RCC podano moc całkowitą, jednak może w tym być duży udział mocy cieplnej

Tabela 4. Zapotrzebowanie mocy dla odsalania dla różnych wersji metody MSF

Table 4. Power requirements for the various MSF methods

Power-to-Water Ratio (MSF)	MSF = multistage flash		Szacowane zapotrzebowanie mocy instalacji referencyjnej	W tym średnio mocy cieplnej	Średni udział mocy cieplnej
Power generating configuration	MW/MIGD ^{*)}	MW/(1 000 m ³ /d)	MW	MW _t	%
1	2	3	4	5	6
(MSF) Back-pressure steam turbine	5	1.1	15,40	14,93	96,95
Extraction steam turbine (MSF)	10	2.2	30,80	30,33	98,47
Gas turbine (HRSG-MSF)	8	1.76	24,64	24,17	98,09
Combined cycle back pressure turbine (MSF)	16	3.52	49,27	48,81	99,07
Combined cycle condensing turbine (MSF)	19	4.18	58,51	58,05	99,21

Kolumny 1,2 i 3 zostały przeniesione z zamieszczonej w pracy [14] *Table 1* w formie oryginalnej. By uniknąć wątpliwości nomenklaturowych, ta część Tabeli opisana jest jak w źródle, w języku angielskim.

^{*)} MIGD = Million Imperial gallons per day (milion galonów brytyjskich/dzień)

5. INFORMACJE O RZECZYWISTYM ZUŻYCIU ENERGII W REFERENCYJNYM ZAKŁADZIE ODSALANIA „DĘBIEŃSKO”

Wg. [19] Zakład „Dębienko” przerabia ok. 14 000 m³/dobę, co daje ok. 4,7 mln m³ solanki na rok. Wylczyć można, że zasolenie odsalanych ścieków w Zakładzie „Dębienko” wynosi średnio ok. 67,2 kg·m⁻³. Zużycie energii w tym Zakładzie można również znaleźć w publikacji [19], w której wartość tę wylicza się z ilości odsalanych ścieków, natomiast w pracach [20, 21], zawarte są informacje o zużyciu energii na tonę wyprodukowanej soli dla istniejącej instalacji. Porównanie parametrów energetycznych tej instalacji wg ilości przerabianej solanki wg [19] zawiera Tabela 6, natomiast Tabela 7 podaje porównanie parametrów zastosowanej w Zakładzie „Dębienko” technologii RCC z rozwiązaniami mniej energochłonnymi, proponowanymi w pracach [20, 21]. Dane z tych prac uzupełniono wyliczonym zapotrzebowaniem mocy cieplnej dla porównywanych technologii.

Tabela 5. Zapotrzebowanie mocy dla odsalania dla różnych wersji metody MED.
Table 5. Power requirements for the various MED methods

Power-to-Water Ratio (MED)	MED = multiple effect distillation		Szacowane zapotrzebowanie mocy instalacji referencyjnej MW	W tym średnio mocy cieplnej MW _t	Średni udział mocy cieplnej %
	MW/MIGD	MW/(1 000 m ³ /d)			
Power generating configuration	MW/MIGD	MW/(1 000 m ³ /d)	MW	MW _t	%
1	2	3	4	5	6
Back-pressure steam turbine (MED)	3.5	0.77	6,01	2,67	44,43
Extraction steam turbine (MED)	7	1.54	12,01	8,68	72,27
Gas turbine heat recovery steam generator (HRSG-MED)	6	1.32	10,30	6,96	67,57
Combined cycle back pressure turbine (MED)	10	2.2	17,16	13,83	80,59
Combined cycle condensing turbine (MED)	12	2.64	20,59	17,26	83,82

Kolumny 1,2 i 3 zostały przeniesione z zamieszczonej w pracy [14] *Table 2* w formie oryginalnej. By uniknąć wątpliwości nomenklaturowych, ta część Tabeli opisana jest jak w źródle, w języku angielskim.
*) MIGD = Million Imperial gallons per day (milion galonów brytyjskich/dzień)

Tabela 6. Porównanie danych energetycznych instalacji referencyjnej wyliczane z przepustowości ścieków 4,7 mln m³/rok wg danych z [19]
Table 6. Comparison of energy data desalination plant „Dębieńsko” calculated for the plant capacity of 4.7 M m³/yr acc. [19]

Przepustowość instalacji: 14 000 m ³ /dobę				Szacunek mocy dla Zakładu „Dębieńsko” MW _e
			Wskaźniki zużycia	
Zużycie energii elektrycznej odwróconej osmozy (RO)	Min.	kWh/m ³	MWh/rok	
			4	18 648
	Max.	5	23 310	2,92
Zużycie energii odsalania termicznego (RCC)		44	205 128	25,67

Tabela 7. Porównanie danych energetycznych wyliczonych dla ZO „Dębieńsko” z produkcji soli (100 tys. ton/rok) z dwoma wybranymi konkurencyjnymi technologiami (poz. 2 i 3) wg [20, 21]

Table 7. Comparison of energy data calculated for the „Dębieńsko” plant from the salt productivity (100 thous. T/yr) with the two chosen competitive technologies acc. [20, 21]

	Technologia	Całkowite zużycie energii ^{*)}		Szacunek mocy całkowitej dla Z.O. „Dębieńsko”
		kWh/t	MWh/rok	MW _e
1.	Istniejąca instalacja RCC	970	97000	12,13
2.	ED -ewaporacja-krystalizacja	500	50000	6,25
3.	NF -ewaporacja-krystalizacja	450	45000	5,63

^{*)} Praca [20] podaje, że Zakład „Dębieńsko” zużywa do odsalania wyłącznie energię elektryczną, tak więc w szacunku przyjęto, że wszystkie podane wartości dotyczą takiej formy energii. Można jednak zakładać, że podane wyżej metody mogłyby być w dużym stopniu zasilane wprost energią cieplną.

Wartości, które zawiera Tabela 7 świadczą o tym, że stosując nowocześniejsze technologie odsalania można uzyskać mniejsze zapotrzebowanie mocy niż istniejące obecnie w tym Zakładzie. Do mocy istniejącej instalacji RCC, którą podaje Tabela 7, należy dodać jeszcze moc elektryczną, zasilającą zespół odwróconej osmozy (RO), na którym dokonuje się wstępnego odsolenia ścieków, jeśli również taka instalacja miałaby być zastosowana. Wg danych, które zawiera Tabela 3, moc dla tej instalacji można szacować na ok. 1,5 MW_e.

6. PODSUMOWANIE KONCEPCJI WYKORZYSTANIA CIEPŁA SPALANIA METANU WENTYLACYJNEGO DO ZASILANIA INSTALACJI ODSALANIA ŚCIEKÓW

W punkcie 4 dokonano wyliczenia zapotrzebowania mocy elektrycznej i cieplnej na podstawie teoretycznych danych z raportu [14] oraz z publikacji firmowej GE [15]. Na obecnym etapie trudno jest przesądzać, jaka technologia odsalania byłaby zastosowana, jednak na podstawie danych, które zawierają punkty 4 i 5 można sądzić, że łączne zapotrzebowanie mocy przy zastosowaniu nowoczesnych technologii nie powinno przekraczać kilkunastu MW.

W szacunkach wykorzystano dane z publikacji [19-21], poświęconych temu Zakładowi. Dane, które zawiera Tabela 7 pozwalają wnioskować, że przy zastosowaniu nowoczesnej technologii odsalania (patrz publikacje [20, 21]) można by zmniejszyć zapotrzebowanie mocy nawet do wartości poniżej 10 MW. Wadą danych z prac [20, 21] jest to, że są one odniesione do produkcji soli i z tego względu dość trudno je przeliczać na inny obiekt odsalający pracujący na innej solance. Natomiast przelicze-

nie danych, które zawiera Tabela 7 wg proporcji przepływów ścieków może dawać szacunki prawdopodobnie zbyt zaniżone.

Łatwiejsze do przeliczenia i tym samym bardziej realne dane zawiera publikacja [19], w której zużycie energii w Zakładzie „Dębieńsko” podane jest w odniesieniu do przepływu przerabianych ścieków. Szacunki oparte na tej publikacji zawiera Tabela 6, z których wynikałoby, że łączne zapotrzebowanie mocy dla referencyjnej instalacji przekracza obecnie 20 MW, lecz można by je znacząco obniżyć stosując bardziej nowoczesne technologie. Trudno na obecnym etapie przesądzać, jaka technologia winna być w konkretnym przypadku zastosowana. Z dokonanej analizy wynika, że stosując kogeneracyjny układ wykorzystania ciepła spalania VAM skojarzenie takiego układu z instalacją odsalania umożliwiłoby skuteczne wykorzystanie tego ciepła poprzez zasilanie tej instalacji zarówno niezbędną energią elektryczną, jak i ciepłą.

7. KOSZTY INWESTYCYJNE PRZEMYSŁOWEJ INSTALACJI SPALANIA VAM O PRZEPUSTOWOŚCI 250 TYS. $\text{NM}^3 \cdot \text{H}^{-1}$ ($4167 \text{NM}^3 \cdot \text{MIN}^{-1}$)

Tabela 8. Zestawienie kosztów inwestycyjnych modułu spalania rewersyjnego spalania VAM o przepustowości 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$

Table 8. Summary of the investment costs of the flow reversal VAM combustion module of capacity 250 thous. $\text{m}^3_{\text{STP}} \cdot \text{h}^{-1}$

L.p.	Rodzaj	Koszt netto PLN
1.	Opracowanie i wykonanie dokumentacji w oparciu o założenia procesowe oraz określoną lokalizację instalacji	1 831 402
2.	Prace budowlane dla posadowienia instalacji zamówienia podzespołów, zakupy elementów i przygotowanie realizacji dostaw	17 805 607
3.	Montaż instalacji wraz z oprzyrządowaniem elektrycznym, gazowym i AKP wraz z rozruchem, testami, dokumentacją powykonawczą i przekazanie do eksploatacji	5 770 571
	Łącznie:	25 407 580

Tabela 8 zawiera nakłady inwestycyjne przemysłowej instalacji spalania metanu wentylacyjnego liczone wg danych z założeń do projektu instalacji pilotowej [10], jednak przeliczonych wzorem (1) na przepustowość 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$.

W dalszej części (pkt 11) rozważane są opcje (Wariant II i Wariant III), w których przewiduje się zatężanie kierowanego do spalania strumienia powietrza wentylacyjnego. W takim przypadku koszt, który podaje Tabela 8 należałoby podnieść o wydatki na infrastrukturę doprowadzającą gaz ziemny do instalacji spalania. Koszt ten szacuje się na ok. 2 mln PLN. Tak więc dla tych wariantów w analizie opłacalności (pkt 11) przyjmowano łączne nakłady inwestycyjne jako ok. 27,4 mln PLN.

8. METODYKA SZACOWANIA EFEKTÓW EKONOMICZNYCH

Podstawowym założeniem dla szacunku efektów ekonomicznych jest przyjęcie, że inwestorem jest kopalnia, która dla dalszej eksploatacji zmuszona jest zbudować i uruchomić instalację odsalania ścieków kopalnianych. Przyjęto więc, że nakład inwestycyjny poniesiony na instalację odsalania musiałyby być poniesiony, niezależnie od sposobu zasilania tej instalacji energią, czyli koszt inwestycyjny instalacji odsalania nie będzie uwzględniony w szacunku efektów ekonomicznych. Efekty ekonomiczne należałoby porównywać z instalacją alternatywną, która do zasilania energią instalacji odsalającej zużywałaby nośniki energii czerpane z innego źródła, np. z lokalnej, najlepiej kogeneracyjnej, elektrociepłowni.

W szacowaniu efektów ekonomicznych zastosowano metodę wartości bieżącej netto, analogicznie jak w pracy [22]. Efekty ekonomiczne instalacji rewersyjnego spalania metanu z powietrza wentylacyjnego w połączeniu z instalacją odsalania ścieków pochodzą z 2 następujących źródeł:

- a. Z obniżenia kosztów zasilania odzyskaną energią (cieplną i elektryczną) pochodzącą ze spalania odpadu gazowego, jakim jest metan wentylacyjny, który obecnie jest emitowany do atmosfery w stosunku do kosztów nośników energii uzyskiwanych w konwencjonalnych układach zasilania instalacji odsalania.
- b. Z uzyskiwanych ze sprzedaży pozwoleń na emisję CO₂ (tzw. jednostek EUA), wynikających z faktu, że spalanie CH₄ do CO₂ znacząco obniża efekt cieplarniany.

Do szacowania efektów ekonomicznych związanych z zasilaniem instalacji odsalania (punkt a) zastosowana będzie metoda oparta o wyliczenia rocznego przychodu wynikającego z wartości energii elektrycznej i cieplnej uzyskanej ze spalania odpadu gazowego, który w przypadku zaniechania inwestycji byłby emitowany do atmosfery, a instalacja odsalania musiałyby być obciążona kosztem energii uzyskiwanej w sposób konwencjonalny.

Efekty ze sprzedaży pozwoleń (punkt b) szacowane będą zgodnie z metodyką stosowaną w [23]. Szacowane przychody winny być pomniejszane o dyskontowany na rok zapoczątkowania budowy udział poniesionych nakładów inwestycyjnych uwzględniających jednak tylko nakłady na część związaną ze spalaniem metanu zawartego w powietrzu wentylacyjnym.

Biorąc pod uwagę fakt, że bez ścisłych danych, jaka technologia zostanie zastosowana do odsalania i jakie będzie ostatecznie jej zapotrzebowanie mocy, kalkulacje uzyskiwanych efektów ekonomicznych ze spalania metanu z powietrza wentylacyjnego przeprowadzone zostaną tylko dla modułu spalania o przepustowości 250 tys. Nm³·h⁻¹. Zakłada się, że dane bilansowe, które zawiera Tabela 1 oraz podane w punktach 4 i 5 szacunki zapotrzebowania mocy na odsalanie pozwolą wstępnie ocenić realność wykorzystania odzyskanego ciepła do odsalania ścieków.

Rzeczywisty efekt ekonomiczny będzie mógł być jednak określony dopiero po ustaleniu zapotrzebowania na energię wybranej technologii odsalania.

9. SZACOWANIE ROCZNEGO DODATKOWEGO PRZYCHODU Z ODZYSKU ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ OTRZYMANEYCH ZE SPALANIA ODPADU GAZOWEGO

9.1. ZAŁOŻENIA DLA KOGENERACYJNEGO PRZETWARZANIA ODZYSKANEJ ENERGII CIEPLNEJ

W przypadku omawianej instalacji spalania metanu Tabela 1 w kolumnie 7 pokazuje efektywne wartości mocy dla różnych stężeń CH_4 w powietrzu wentylacyjnym, w całości pochodzące z odzysku ciepła spalania tego odpadu gazowego i w całości przekazywane do instalacji odsalania.

Przyjmując za [24, 25], że ogólna sprawność kogeneracyjnego układu odzysku ciepła wynosi ok. 90% i że tylko poniżej 1/3 uzyskanej energii w takim układzie może mieć formę elektryczną, dla obliczeń dodatkowego przychodu orientacyjnie można przyjąć, że 25% ciepła wyprowadzanego z modułu spalania VAM będzie w takim

Tabela 9. Zestawienie szacunków efektywnych mocy odzyskiwanych w układzie kogeneracyjnym

Table 9. Summary of estimates of effective power recovered in cogeneration system

Stężenie metanu pow. went.	Przewidywany odzysk ciepła przeliczony dla instalacji 250 000 Nm^3/h			
	1	2	3	4
		Całkowita moc odzyskiwana	Moc elektryczna	Moc cieplna
% CH_4		MW	MW_e	MW_t
0,34		7,3	1,8	4,7
0,37		8,8	2,2	5,7
0,4		9,6	2,4	6,2
0,5		11,8	3,0	7,7

układzie przetwarzane na energię elektryczną, zaś 65% na parowy nośnik ciepła wykorzystywany w termicznej części instalacji odsalania. Tabela 9 zawiera szacunki mocy, które można by odzyskać z jednostki o przepływie 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$, przy różnych średnich stężeniach CH_4 . Wartość energii otrzymywanej w wyniku utylizacji ciepła spalania stanowi dodatkowy przychód, który może być ujęty w rachunku ekonomicznym. W punkcie 9.2 podane zostaną szacunki wielkości tego przychodu przy założeniu różnych stężeń metanu podawanego do spalania.

9.2. WYLICZENIA PRZYCHODU Z TYTUŁU PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPLNEJ W KOGENERACYJNYM UKŁADZIE ZASILANYM ODZYSKANĄ ENERGIĄ SPALANIA METANU

Wartość energii elektrycznej i ciepłej, produkowanej na miejscu w zakładzie wydobywczym i zużywanej do zasilania instalacji odsalania stanowi w sensie fiskalnym niewątpliwy przychód kopalni. Jednak wyliczenie tej wartości jest wbrew pozorom obciążone znacznym marginesem błędu, ze względu na różnorodność cen dla różnych odbiorców oraz stałe zmiany tych cen.

Podobne do niniejszego obliczenie efektu ekonomicznego dla instalacji klimatyzującej głębokie pokłady wydobywcze w kopalni Pniówek zawarte w publikacji [26] pozwala przyjąć, że skoro dla tej kopalni w roku 2002 cena zakupu energii elektrycznej przez JSW S.A. wynosiła wg [26] ok. 159 PLN/MWh, zaś średni wzrost cen energii elektrycznej dla przemysłu w latach 2002 – 2012 wg [27] był nierównomierny, ale wyniósł średnio ok. 4% rocznie, to na tej podstawie można w przybliżeniu szacować ceny tej energii dla kopalń w poszczególnych latach, objętych analizą. Przyjmując powyższe założenie można wyliczyć, że w roku 2015 byłaby to wartość ok. 265 PLN/MWh. Można zauważyć, że jest to cena dość realna, a w każdym razie niezawyżona, skoro Taryfa sprzedażowa Tauron na rok 2012 dla grupy taryfowej B23, podawała dla cen zmiennych (zależnie od pory dnia i rodzaju tzw. pakietu zakupowego), wartości z przedziału 187,90 do 402,90 PLN/MWh.

Tabela 10. Szacunek dodatkowego przychodu, wyliczony z kosztów odzyskiwanej energii elektrycznej i ciepłej, dla instalacji spalania VAM o przepustowości 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$.

Table 10. The estimate of additional revenue, calculated from the cost of recovered electricity and heat for the VAM combustion plant of capacity 250 thous. $\text{m}^3_{\text{STP}} \cdot \text{h}^{-1}$

Stęż. CH_4	Energia elektryczna			Energia ciepła			Łączna wartość przy- chodu
	Moc odzy- sku	Produkcja energii	Przychód z odzysku energii	Moc odzy- sku	Produkcja energii	Przychód z odzysku energii	
% obj.	MW_e	MWh_e/rok	mln PLN/rok	MW_t	GJ/rok	mln PLN/rok	mln PLN/rok
0,34	1,8	14400	3,82	4,7	135 360	11,91	15,73
0,37	2,2	17600	4,66	5,7	164 160	14,48	19,14
0,4	2,4	19200	5,09	6,2	178 560	15,71	20,08
0,5	3,0	24000	6,36	7,7	221 760	19,51	25,87

Do określenia cen energii ciepłej posłużono się danymi zawartymi w publikacji [28], z których wynika, że na przestrzeni lat 2007 – 2013 dla przemysłu średnia cena energii ciepłej wyprodukowanej w ciepłowniach na gaz ziemny wzrosła

od 67 do 82 PLN/GJ. Stanowi to roczny 3,7% wzrost i pozwala estymować cenę zakupu ciepła w roku 2015 na 88 PLN/GJ.

Wartości oszacowanego przychodu z tytułu energii elektrycznej i cieplnej uzyskiwanej ze spalania VAM zawiera Tabela 10.

W Polsce w wielu kopalniach stężenia VAM są niskie. Przyjmując „bezpiecznie”, że jeśli np. średnie stężenie CH_4 w powietrzu wentylacyjnym wynosi 0,34% obj. CH_4 a przyjmimy, że jest to minimalna wartość stężenia, przy której bezpieczny odzysk ciepła byłby możliwy, to efekt spalania VAM stanowią tylko te parametry uzyskiwanej energii i jej wartości, które zawiera Tabela 11 dla tego stężenia. Dane zawarte w tej tabeli wskazują jednak, że podniesienie stężenia od 0,34 do 0,5% CH_4 , czyli o ok. 47 procent, powoduje wzrost produkcji energii o 64 procent. Ponadto takie podniesienie stężenia zwiększa stabilność pracy instalacji spalania, jest więc ze wszelkich miar korzystne. Generuje jednak dodatkowy koszt eksploatacyjny wskutek konieczności zakupu metanu użytego do zateżnienia powietrza wentylacyjnego, który należy wprowadzić do instalacji spalania. Przyjmując, że do zateżnienia zostałby użyty gaz ziemny (sieciovowy), należałoby uwzględnić koszt zakupu tego paliwa w prowadzonych kalkulacjach. Dodatkowy koszt zakupu takiego gazu ujęty zostanie, jako opcja, w wariantach kalkulacji opłacalności przedsięwzięcia zateżnienia.

10. DODATKOWY PRZYCHÓD UZYSKIWANY ZE SPRZEDAŻY POZWOLEŃ NA EMISJĘ CO_2 (TZW. JEDNOSTEK EUA)

W ostatnich latach wprowadzono ograniczenia stosowania jednostek CER/EUA i sukcesywnie zastępują je certyfikaty EUA [29]. Z tego względu w niniejszym opracowaniu przeprowadzony będzie rachunek ekonomiczny sprzedaży pozwoleń na emisję przy użyciu w kalkulacjach cen EUA.

Tabela 11 prezentuje kalkulację potencjalnych korzyści w postaci zysków ze sprzedaży pozwoleń na emisję gazu cieplarnianego – metanu, dla jednostki zbliżonej do pojedynczych instalacji przemysłowych firmy MEGTEC z USA, dla których średni przepływ powietrza wentylacyjnego wynosi 250 tys. $\text{m}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Dostosowując szacunki do warunków krajowych przyjęto średnie stężenie VAM ok. 0,34% CH_4 . Potencjalne korzyści to ponad 3,8 mln PLN w skali jednego roku dla jednostki o przepustowości 250 tys. $\text{Nm}^3 \cdot \text{h}^{-1}$. Cena jednostki EUA jest ceną rynkową i z tego względu zmienia się. Ceny jednostek EUA w październiku 2015 wynosiły około 8,5 EUR/t [30], lecz wykazywały tendencję wzrostową. Z drugiej strony, opracowane w roku 2010 prognozy [29], wg różnych scenariuszy przygotowanych przez Deutsche Bank i Société Générale, przewidują znaczny wzrost wartości cen tzw. uprawnień do emisji EUA do roku 2020 średnio nawet do poziomu od 26 do 64 EUR/t. Wg [29] wzrost ceny tych uprawnień niewątpliwie pociągnie w górę wzrost rynkowej ceny jednostek EUA. Rzeczywiste efekty ekonomiczne z przemysłowego wykorzystania technologii spalania metanu

wentylacyjnego nie nastąpią wcześniej niż w roku 2018, w związku z tym do kalkulacji przyjęto wartość EUA jako 20 EUR/t liczoną na rok uruchomienia instalacji docelowej.

Tabela 11. Kalkulacja efektów ze sprzedaży pozwoleń na emisję CO₂ (tzw. jednostki EUA) dla instalacji o przepustowości ok. 250 tys. m³·h⁻¹ i VAM o stężeniu 0,34% obj. CH₄

Table 11. Calculation of allowances' for emissions' CO₂ trading effects (the so-called EUA units) for the plant of capacity 250 thous. m³_{STP}·h⁻¹ and VAM concentration of 0.34 vol%

Przepływ powietrza wentylacyjnego o stężeniu VAM 0,34% obj. CH ₄	Przepływ czystego 100% metanu	Emisja:	Ekwiwalent:
		Ilość ton CH ₄ /jedn. czasu	Ilość ton CO ₂ /jedn. czasu
250 000 m ³ /h	850 m ³ /h	0.6 t/h	5 t/h
2 190 000 000 m ³ /rok	7 446 000 m ³ /rok	5339 t/rok	48049 t/rok
Wartość EUA 20 EUR/t	Efekt sprzedaży:	960 981 EUR	
		3 843 923 PLN/rok	
	Kurs EUR: 4,00 PLN/EUR	~ 3,84 mln PLN/rok	

W świetle faktu, że na przestrzeni ostatnich lat ceny jednostek EUA silnie się zmieniały, trudno jest obecnie precyzyjnie wyliczyć efekt ekonomiczny wynikający ze sprzedaży pozwoleń na emisję, jednak przychody z tego tytułu mogą być znaczne. W dalszych obliczeniach przyjęto, że wartość jednostki EUA, którą podaje Tabela 11 będzie w następnych latach wzrastać tylko o 1% rocznie. Do niniejszych kalkulacji, by uniknąć zarzutu zawyżania spodziewanych wyników sprzedaży, przyjęto znacznie niższe wartości, zarówno EUA, jak i dalszej rocznej stopy wzrostu niż można by przyjmować na podstawie prognoz podanych w [29].

11. WARIANTY EKSPLOATACJI INSTALACJI SPALANIA

Przy założeniu, że średnie stężenie VAM jest względnie niskie i wynosi tylko 0,34% obj. CH₄, w dalszej części uwzględnione zostaną warianty pracy z zateżnieniem do wyższych stężeń. Trudno również wykluczyć, że mogą zdarzać się kilkudniowe okresy, kiedy stężenie będzie zbliżać się do wartości grożących wygaszeniem reaktora (tzw. próg autotermii to ok. 0,2% obj. CH₄). W związku z tym instalacja winna posiadać możliwość mieszania powietrza wentylacyjnego z gazem zawierającym metan

w wyższych stężeniach (gaz z odmetanowania, bądź ewentualnie sieciowy gaz ziemny). Podniesienie stężenia do ok. 0,5% obj. CH₄ podniosłoby ilość uzyskiwanego ciepła, jak i poprawiłoby stabilność procesu. Wiązałoby się to jednak z dodatkowym kosztem inwestycyjnym (koszt instalacji doprowadzającej sieciowy gaz ziemny oszacowano na 2 mln PLN) i koszt eksploatacyjny zakupu gazu ziemnego.

Analizę opłacalności inwestycji przeprowadzono w 3 następujących wariantach:

- **Wariant I**, w którym założono pracę instalacji rewersyjnego spalania metanu bez dodatkowego zateżania powietrza wentylacyjnego, czyli ze średnim stężeniem wlotowym powietrza wentylacyjnego 0,34% obj. CH₄.
- **Wariant II**, w którym przyjęto, że powietrze wentylacyjne będzie zateżane sieciowym gazem ziemnym do 0,4% obj. CH₄.
- **Wariant III**, w którym przyjęto, że powietrze wentylacyjne będzie zateżane sieciowym gazem ziemnym do 0,5% obj. CH₄.

Do wyliczenia kosztów zakupu gazu ziemnego przyjęto średnie ceny dla odbiorców przemysłowych z Taryfy na rok 2015 [31]. Taryfa ta różnicuje ceny gazu ziemnego wysokometanowego o ciśnieniu do 0,5 MPa w przedziale od 9,5 do 11,5 gr/kWh dla różnych kategorii odbiorców. Na obecnym etapie trudno jest przesądzać, jaka cena zostałaby zastosowana. Jednak przyjęcie ceny 0,11 PLN/kWh można uznać za realne dla szacunku kosztów zakupu gazu. Tabela 12 zawiera zestawienie efektów energetycznych i kosztów zakupu dodatkowego gazu ziemnego użytego do zateżania powietrza wentylacyjnego.

Tabela 12. Zestawienie wielkości i ewentualnych kosztów zakupu gazu ziemnego dla poszczególnych wariantów pracy modułu spalania VAM

Table 12. Summary of volume and possible costs of purchasing natural gas for individual Variants of the module combustion VAM

Wariant	Stężenie CH ₄	Dodatkowy przepływ gazu ziemnego	Szacowane roczne zużycie gazu ziemnego	Koszt inwestycyjny	Dodatkowa energia cieplna	Produkowana energia spalania (łącznie)	Koszt zakupu gazu
-	% obj.	m ³ /h	m ³ /rok	mln PLN	MWh/rok	MWh/rok	mln PLN/rok
I	0,34	0	0	25,4	0	58 400	0
II	0,4	158	1 264 000	27,4	12 686	76 800	1,40
III	0,5	420	3 360 000	27,4	33 721	94 400	3,71

Dla celów niniejszego opracowania przyjęto więc urzędowe prognozy wzrostu cen gazu ziemnego wykonywane w Ministerstwie Gospodarki [32] lub na zlecenie tego Ministerstwa [33]. Z tych dokumentów wyliczono średni roczny wskaźnik wzrostu cen gazu ziemnego w latach 2015 do 2030. Z raportu [32] wartość tego wskaźnika

wynosiłaby 1,97%/rok, zaś z danych przytoczonych w [33] można uzyskać wartość 1,44%/rok. Upraszczając, w niniejszych kalkulacjach przyjęto średnioroczny wzrost cen gazu ziemnego jako 2,0%/rok.

12. ANALIZA OPŁACALNOŚCI INWESTYCJI

Analizę opłacalności inwestycji wykonano stosując (analogicznie do [22]) metodę obliczania wartości bieżącej netto NPV (*Net Present Value*) wg następującego wzoru:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{\left(1 + \frac{r}{100\%}\right)^t} - I_0 \quad (2)$$

Wartość CF_t we wzorze (2) wyliczano wg formuły:

$$CF_t = I_t^{el} + I_t^{therm} + I_t^{EUA} - K_t^{Gaz} \quad (3)$$

gdzie:

$$I_t^j = I_0^j \times \left(1 + \frac{w_{cen}^j}{100\%}\right)^{t-1} \quad (4)$$

oznacza zdyskontowany przychód na kolejny rok t

dla: $j = el$ (z uzyskanej energii elektrycznej)

$j = therm$ (z uzyskanej energii cieplnej)

$j = EUA$ (ze sprzedaży pozwoleń na emisję)

w_{cen}^j - wskaźnik wzrostu cen w przychodach j (jak wyżej):

$$K_t^{Gaz} = K_0^{Gaz} \times \left(1 + \frac{w_{cen}^{Gaz}}{100\%}\right)^{t-1} \quad (5)$$

oznacza wydatek na zakup gazu ziemnego w roku t przy przyjęciu rocznego wskaźnika wzrostu cen gazu w_{cen}^{Gaz} (w obliczeniach przyjęto wzrost 2% rocznie)

Do obliczeń przyjęto następujące założenia (wzorowane na przyjętych w pracy [22] dla przykładu podobnej inwestycji w kopalni Pniówek, w której gaz z odmetanowania zużywa się do produkcji chłodu klimatyzacyjnego):

1. Ceny i koszty przyjęte do obliczeń nie zawierają podatku VAT.
2. Obliczenia dokonywane są w złotych polskich (PLN).
3. Inwestycja nie powoduje wzrostu kosztów osobowych i administracyjnych w obiekcie.
4. W obliczeniach nie przyjęto obciążeń wynikających z ewentualnego kredytu na budowę instalacji.
5. Wartość stopy dyskonta przyjęto równą 10%.
6. Uwzględniano wskaźniki realnego wzrostu cen energii elektrycznej (4%/rok)

i cieplej (3,7%/rok), a także niewielki wzrost wartości jednostki EUA (1%/rok).

7. Czas budowy obiektu w ciągu jednego roku przyjęto jako rok „zerowy”, w którym nie ma żadnych przychodów z tytułu pracy instalacji.
8. Czas eksploatacji obiektu przyjęto jako 15 lat od uruchomienia (tzw. „ekonomiczny czas życia”).

Tabela 13. Wartości wskaźnika NPV (wzór (2)) wyliczane dla różnych wariantów zasilania procesu spalania metanu

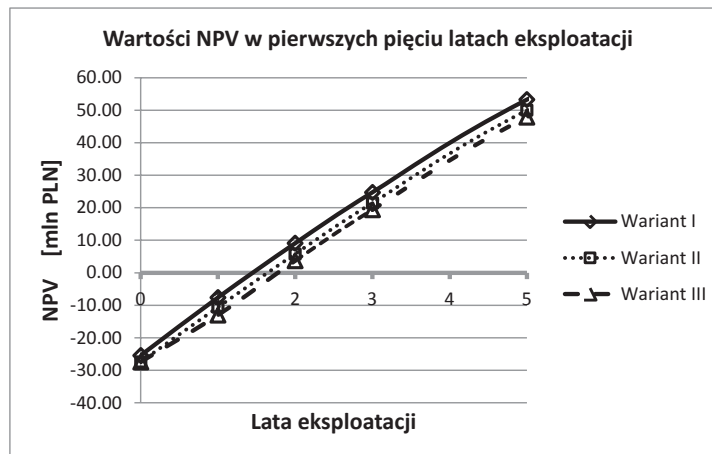
Table 13. Index NPV values (formula (2)) calculated for different Variants of the gas supply for the combustion of methane

Lata eksploatacji	Wariant I	Wariant II	Wariant III
	mln PLN		
0	-25,41	-27,41	-27,41
1	-7,62	-10,59	-12,99
2	9,08	5,80	3,70
3	24,75	21,47	19,37
5	53,26	49,99	47,89
10	110,65	107,38	105,28
15	152,62	149,34	147,24
20	183,38	180,11	178,01

na PLN. Ujemne wartości NPV oznaczają, że koszty (w tym przypadku przede wszystkim zdyskontowane wydatki inwestycyjne) są wyższe niż przychody.

Wartości wskaźnika NPV wyliczane dla różnych wariantów pokazuje Tabela 13. Natomiast wykresy obrazujące zmiany NPV w trakcie lat eksploatacji pokazano na rys. 1.

Wartości NPV oznaczają zdyskontowane na rok rozpoczęcia inwestycji (rok zerowy) zbilansowane kwoty przychodów i wydatków dla kolejnych lat, przeliczone



Rys. 1. Wartości wskaźnika opłacalności inwestycji NPV netto w pierwszych 5 latach eksploatacji

Fig. 1. The value of net investment cost-effectiveness ratio NPV in the 5 years of operation

Przyjęto, że w roku „0” trwa budowa i uruchomienie, więc instalacja nie daje żadnych przychodów. Moment po rozpoczęciu eksploatacji, kiedy wartość NPV osiąga zero i pojawiają się dodatnie wartości NPV oznacza, że instalacja zaczyna przynosić dochody.

Na wykresach z rys. 1 pokazano przebieg wskaźników NPV w 5 pierwszych latach eksploatacji, z którego widać, że zwrot zainwestowanych wydatków nastąpi, co najmniej po 2 latach od uruchomienia instalacji. Dla wszystkich wariantów obliczeń jest to czas bardzo krótki. Wykresy z rys. 1 pokazują również, że różnice NPV dla różnych wariantów, czyli sposobów zasilania procesu spalania, są niewielkie. Czasy zwrotu nakładów byłyby zapewne nieco dłuższe, gdyby koszt budowy instalacji wymagał zaciągnięcia kredytu, ale i tak byłaby to instalacja bardzo rentowna. Ze względu na to, że główny koszt eksploatacyjny, który wystąpi w wariantach II i III (koszt zakupu gazu ziemnego) ma mały wpływ na opłacalność przedsięwzięcia, warianty z niewielkim zateżaniem powietrza wentylacyjnego warto poważnie brać pod uwagę w podejmowaniu decyzji inwestycyjnej.

13. PODSUMOWANIE I WNIOSKI

Przyjęta referencyjna instalacja odsalania w Z.O „Dębieńsko” wg [34] dokonuje odsalania wód ściekowych 3 czynnych kopalń węgla kamiennego: KWK „Knurów”, KWK „Szczygłowice” i KWK „Budryk”, a ponadto odsala wody nieczynnej już kopalni „Dębieńsko”. Z tego względu jej przepustowość jest większa, niż ewentualna instalacja odsalania dla pojedynczej kopalni. Należy mieć na uwadze, że instalacja odsalania dla jednej kopalni miałaby znacznie mniejszą przepustowość, a co za tym idzie mniejsze zapotrzebowanie energetyczne. Przyjęcie Z.O. „Dębieńsko” jako punktu odniesienia w niniejszej pracy było podyktowane tym, że jest to jedyna taka instalacja w kraju, więc porównania dokonywane dla niej mają istotny walor praktyczny, ponadto jej parametry, znane z licznych opracowań, odnoszą się do warunków krajowych.

Wykazano, że istnieje techniczna możliwość zrealizowania utylizacji ciepła spalania metanu z powietrza wentylacyjnego do odsalania ścieków kopalń węgla kamiennego, gdyż prognozowane uzyski energii ze spalania tego odpadu powinny wystarczyć dla całkowitego pokrycia zapotrzebowania mocy, których wymaga wiele stosowanych obecnie w świecie technologii odsalania. Ze względu na to, że energia spalania VAM odzyskiwana jest w postaci energii cieplnej, a jej dalsze wykorzystanie w układach kogeneracyjnych pozwala uzyskać ilość energii elektrycznej nieprzekraczającą 25% ogólnie odzyskiwanej energii, w dalszych pracach powinny być preferowane metody, które mają znaczące zapotrzebowanie na energię cieplną.

Niniejsza analiza ma charakter przybliżony, gdyż pomija problem, jaka technologia odsalania miałaby być rzeczywiście zastosowana. Dokładną analizę techniczno-ekonomiczną będzie można wykonać po podjęciu konkretnych decyzji inwestycyjnych w zakresie technologii przewidzianej dla instalacji odsalania wód kopalnianych.

Z wykonanego Studium wynikają następujące wnioski:

- Dla wykorzystania ciepła odzysku spalania VAM do odsalania wód należy preferować metody, które mogą być zasilane z przewagą energii cieplnej.
- W dalszych pracach należy zwrócić uwagę na nowoczesne formy metod destylacyjnych odsalania jak MED i MSF cf. e.g. [14] oraz na metody z zateżaniem solanki i krystalizacją soli ze wstępny zateżaniem solanki metodami elektrodializy ED, czy nanofiltracji NF cf. e.g. [20, 21], lub połączeniem różnych metod w układach hybrydowych [35].
- Wymienione wyżej metody w odpowiedniej konfiguracji kogeneracyjnej mogą mieć zapotrzebowanie mocy mniejsze, niż obecna instalacja Z.O. „Dębieńsko”, w której połączono zateżanie w systemie RCC z odwrotną osmozą RO. Ponadto wymienione technologie spełniają postulat możliwości zasilania energetycznego z przewagą energii cieplnej.
- W przypadku kopalń o niskim stężeniu VAM podnoszenie stężenia, do co najmniej 0,5% obj. CH₄, jest ekonomicznie i energetycznie opłacalne.
- Wg danych odzysku, które zawiera Tabela 1, instalacja rewersyjnego spalania VAM o przepustowości 250 tys. Nm³·h⁻¹ powietrza wentylacyjnego powinna wystarczyć do zasilania energią stacji odsalania o wydajności równej co najmniej 50% ilości solanki przerabianej w Z.O. „Dębieńsko”. Spalanie VAM z przeciętnego szybu wentylacyjnego pozwalałoby zasilać odsalanie w instalacji większej niż przyjęty zakład referencyjny.

OZNACZENIA – SYMBOLS

<i>a, b</i>	- cena urządzenia 1 lub 2 we wzorze (1), odpowiednio, PLN price of device 1 or 2 in the formula (1), respectively
<i>c, d</i>	- moc urządzenia 1 lub 2 we wzorze (1), odpowiednio, kW lub MW power of device 1 or 2 in the formula (1), respectively
<i>CF_t</i>	- przepływy gotówkowe netto w kolejnym roku <i>t</i> we wzorach (2) i (3), PLN net cash flows in the subsequent year <i>t</i> in the formulas (2) and (3)
ED	- elektrodializa electrodialysis
EUA	- jednostki związane z handlem pozwoleniami na emisję European Union Allowances units

K_j^{GAZ}	- wydatek na zakup gazu ziemnego, PLN expense for the natural gas purchase
I	- zdyskontowany przychód na kolejny rok t we wzorach (3) i (4), PLN discounted income for the next year t in the formulas (3) and (4)
I_0	- początkowe nakłady inwestycyjne we wzorze (2), PLN initial investment in the formula (2)
MED	- destylacja wielokrotna Multiple Effect Distillation
MSF	- destylacja wielostopniowa Multi Stage Flash
n	- ilość lat przyjętych do analizy we wzorze (2), bezwymiarowe the number of years taken for analysis in the formula (2)
NF	- nanofiltracja nanofiltration
NPV	- wartość bieżąca netto we wzorze (2), PLN net present value in the formula (2)
r	- stopa dyskonta we wzorze (2), discount rate in the formula (2)
RCC	- symbol firmowy koncentratora Solanki trade symbol of Resources Conservation Company for saline waters concentrator
RO	- odwrócona osmoza reverse osmosis
t	- numer bieżący kolejnego roku od uruchomienia instalacji we wzorze (2), bezwymiarowe consecutive number of current year from the installation start-up in the formula (2)
VAM	- metan z powietrza wentylacyjnego ventilation air methane
w_{cen}^j	- wskaźnik wzrostu cen we wzorach (4) i (5), % rise of prices indicator in the formulas (4) and (5)

INDEKSY DOLNE I GÓRNE – SUBSCRIPTS AND SUPERSSCRIPTS

0	- oznacza początkowe denotes initial
el, e	- dotyczy energii elektrycznej concerns electrical energy
EUA	- dotyczy sprzedaży pozwoleń na emisję concerns emission allowances trading
j	- wskaźnik rodzaju przychodu we wzorze (4) indicates kind of incomes in the formula (4)
t	- dotyczy kolejnego roku lub w jednostkach mocy i energii cieplnej (od: termicznej) indicates consecutive year or thermal energy
$therm$	- dotyczy energii cieplnej indicates thermal energy

PIŚMIENNICTWO CYTOWANE – REFERENCES

- [1] Gosiewski K., Pawlaczyk A., Jaschik M., 2015. Energy recovery from ventilation air methane via reverse-flow reactors. *Energy*, 92, 13-23.
DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2015.06.004>.
- [2] Piekarczyk W., 2015. Wykorzystanie ciepła odpadowego powstałego w instalacji utylizacji metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń węgla kamiennego. Seminarium: utylizacja metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń. Gliwice: Instytut Inżynierii Chemicznej PAN. 43-58.
- [3] Piekarczyk W., Gosiewski K., Gładysz P., Stanek W., 2016. Combined cooling, heat and power from ventilation air methane - an exergy and thermo-ecological analysis. 4th International Conference on Contemporary Problems of Thermal Engineering CPOTE. Katowice, Poland. 1-14.
- [4] Mattus R., Presentation: VAM processing. 2011, MEGTEC Systems: Ukraina.
- [5] Gosiewski K., Jaschik M., Pawlaczyk A., Tańczyk M., Warmuziński K., Wojdyła A., Gielzak K., 2010. Proj. Bad. Rozwój. Nr R14 020 02: Termiczne spalanie metanu z górniczych gazów wentylacyjnych w urządzeniu rewersyjnym z regeneracją i odzyskiem ciepła spalania, Instytut Inżynierii Chemicznej PAN Gliwice.
- [6] Gosiewski K., Pawlaczyk A., Jaschik M., 2012. Thermal combustion of lean methane-air mixtures: Flow reversal research and demonstration reactor model and its validation. *Chemical Engineering Journal*, 207–208, 76–84.
- [7] Gosiewski K., Pawlaczyk A., Jaschik M., 2010. Utylizacja metanu z powietrza wentylacyjnego kopalń węgla kamiennego w termicznym reaktorze rewersyjnym. *Inżynieria i Aparatura Chemiczna* Nr 3, 37-38.
- [8] Pawlaczyk A., 2013, Rozprawa doktorska: Opis procesu homogenicznego spalania niskostężonych mieszanin powietrze-metan w wypełnieniu monolitycznym i ocena jego przydatności do modelowania reaktorów rewersyjnych., In: Instytut Inżynierii Chemicznej PAN: Gliwice, Stron: 213.
- [9] Pawlaczyk A., Gosiewski K., 2013. Simplified Kinetic Model For Thermal Combustion Of Lean Methane – Air Mixtures In a Wide Range Of Temperatures. *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, 11(1), 1-11.
- [10] Michalski L., Machej T., Gosiewski K., 2013. Moduł instalacji do produkcji ciepła z metanu wentylacyjnego - Projekt technologiczny, Katalizator Sp. z o.o., Kraków.
- [11] Somers J., Burklin C., A 2012 update on the world VAM oxidizer technology market, In 14th United States/North American Mine Ventilation Symposium, 2012 C. Nelson, Editor. 2012: University of Utah, Dept. of Mining Engineering.
- [12] Megtec Systems Inc., Leaflet: Ventilation Air Methane (VAM) Processing, MEGTEC Solutions for VAM Abatement, Energy Recovery & Utilization, 2014
- [13] Skorek J., Kalina J., 2005. Gazowe układy kogeneracyjne. WNT.
- [14] Tonner J., 2008. Barriers to Thermal Desalination in the United States, Desalination and Water Purification Research and Development Program Report No. 144, Water Consultants International, Mequon, Wisconsin, 1-43.
- [15] Bostjancic J., Ludlum R., 2005. Getting to Zero Discharge: How to Recycle That Last Bit of Really Bad Wastewater. GE Power&Water (Technical Paper) - Water&Process Technologies, 1-7.

- [16] Magdziorz A., Lach R., 2002. Analiza możliwości ograniczenia zasolenia Bierawki i Odry przez wody kopalniane. *Prace Naukowe GIG - Górnictwo i Środowisko*, (2/2002) 69-88.
- [17] Bobik M., Labus K., 2014. Metody odsalania wód kopalnianych w praktyce przemysłowej – stan obecny technologii i nowe wyzwania. *Przegląd Górniczy*, Nr 4, 99-105.
- [18] GIG, 2013. Metody ograniczenia zasolenia wód powierzchniowych ściekami przemysłowymi. *Biuletyn wdrożeń czystszej produkcji*, 50, (5/2013) 3-4.
- [19] Sikora J., Szyndler K., 2004. Debiensko, Poland Desalination Plant Treats Drainage for Zero Liquid Discharge (ZLD). *GE Power&Water (Technical Paper) - Water&Process Technologies*, 1-5.
- [20] Turek M., Dydo P., Klimek R., 2005. Salt production from coal-mine brine in ED–evaporation–crystallization system. *Desalination*, 184, (1–3) 439-446.
DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.desal.2005.03.047>.
- [21] Turek M., Dydo P., Klimek R., 2008. Salt production from coal-mine brine in NF — evaporation — crystallization system. *Desalination*, 221, (1–3) 238-243.
DOI: <http://dx.doi.org/10.1016/j.desal.2007.01.080>.
- [22] Kalina J., 2003. Skojarzone wytwarzanie ciepła, zimna i energii elektrycznej w systemach trójgeneracyjnych-aspekty techniczne i ekonomiczne, Seria: Kogeneracja w energetyce przemysłowej i komunalnej, Instytut Techniki Ciepłej-Politechnika Śląska w Gliwicach, 225-244.
- [23] Metodyka wyliczania carbon footprint. 2009, Ministerstwo Gospodarki: Warszawa, 26.
- [24] Kiciński J., Lampart P. Kogeneracja w dużej i małej skali. *Acta Energetica 2009*; Dostępne w: <http://actaenergetica.org/article/pl/kogeneracja-w-duzej-i-malej-skali.html>.
- [25] Ziębik A., Liszka M., Hoinka K., Stanek W., 2012. Poradnik inwestora i projektanta układów wysokosprawnej dużej kogeneracji. Politechnika Śląska, Wydział Inżynierii Środowiska i Energetyki, Instytut Techniki Ciepłej, 122.
- [26] Postrzednik S., Wawro A., 2002. Możliwość zastosowania gazowych silników spalinowych w układach skojarzonej produkcji energii elektrycznej, ciepła oraz chłodu (The possibility of using the gaseous internal combustion engines in cogenerative systems to power, heat and frigidty production). *Journal of KONES Internal Combustion Engines*, No 3-4, 239-249.
- [27] Peryt S., Jurgas A., Roman W., Dziedzina K., 2014. Efektywność wykorzystania energii w latach 2002 - 2012, Informacje i opracowania statystyczne, Główny Urząd Statystyczny, Warszawa, 1-69.
- [28] Pająk L., Bujakowski W., 2013. Porównanie cen energii ciepłej pochodzącej z instalacji geotermalnych z cenami konwencjonalnych źródeł energii na podstawie taryf rozliczeniowych obowiązujących w 2013 roku. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, nr 1, 35-43.
- [29] Robert Jeszke, Sebastian Lizak, Maciej Pyrka, Eugeniusz Smol, Błachowicz A., Analiza wpływu ograniczenia wykorzystania jednostek CER/ERU z projektów redukujących emisje gazów przemysłowych na rynek węglowy i cenę uprawnień do emisji. 2010, KASHUE-KOBiZE.
- [30] Ceny uprawnień do emisji CO₂ najwyżej od 3,5 roku. 2015; Dostępne w: <http://gramzielone.pl/trendy/19002/ceny-uprawnien-do-emisji-co2-najwyzej-od-35-roku>.
- [31] Taryfa w zakresie dostarczania paliw gazowych Nr 8/2015. (17.07.2015), PGNiG S.A.
- [32] Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku (Załącznik 2. do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku”). 2009, Ministerstwo Gospodarki.

- [33] Aktualizacja Prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030. 2011, Agencja Rynku Energii S.A. (Wykonano na zamówienie Ministerstwa Gospodarki).
- [34] Korczak K., Bzowski Z., 2009. Wpływ aktualnej i dokonanej eksploatacji górniczej na wody zlewni rzeki Bierawki, w aspekcie wdrażania Ramowej Dyrektywy Wodnej UE. Warsztaty Górnicze. Kraków: IGSMiE PAN. 104-115.
- [35] Turek M., 2002. Dual-purpose desalination-salt production electro dialysis. *Desalination*, 153, (1) 377-381.
DOI: [http://dx.doi.org/10.1016/S0011-9164\(02\)01131-1](http://dx.doi.org/10.1016/S0011-9164(02)01131-1).
- [36] Anderson J., Bassi S., Dworak T., Fergusson M., Laaser C., Le Mat O., Matteiß V., Strosser P., 2008. Potential impacts of desalination development on energy consumption, Eco Logic ACTeon, Institute for European Environmental Policy, London and Brussels, 1-86.

KRZYSZTOF GOSIEWSKI

RATING OF UTILIZATION OPTION OF ENERGY FROM COAL MINES VENTILATION AIR METHANE COMBUSTION FOR DESALINATION PLANTS

Nearly 70% of the methane released from hard coal seams, as the so-called Ventilation Air Methane (VAM), is emitted to the atmosphere with the air discharged by the mine ventilation system. Therefore, utilization of this emission, especially with a rational heat recovery becomes an important challenge for hard coal mines. Combustion in Thermal Flow Reversal Reactors, currently is the most promising and technically advanced method of solving this problem. Research and development activities, carried out in the recent years in the Institute of Chemical Engineering, Polish Academy of Sciences in Gliwice allowed to get a technology which enables autothermal run for the inlet VAM concentration as low as 0.2 vol. CH₄% with rational heat recovery for higher concentrations. This technology was briefly described in [1]. However, combusting VAM raises a problem of rational use of the obtained energy. The most preferred method would be the total utilization at the spot in the mine. An attractive solution for numerous mines, which have a problem with waste waters desalination, would be utilization of the recovered energy for desalination of these wastes to be disposed outside. There are many methods of desalination, requiring different amounts of energy; both electricity and/or heat (cf. e.g. [14, 15, 36]).

The paper contains an analysis of possibility to connect the VAM combustion with a desalination plant. To estimate real energy demand of a coal mines the „Dębieńsko” Desalination Plant was taken as a reference. First, a literature review of nowadays available desalination methods was presented. Additionally an energy or power demand estimated needs of a plant of the reference plant’s brine size capacity was given. Next, an investment costs for the reverse flow reactor VAM combustion plant of the ventilation air capacity 250 thous. m³_{STP}·h⁻¹ was given. The cost of a desalination plant was not estimated due to that the paper author would not dare to decide what technology and what the size of the future plant would be. The economic effect of the recovered from VAM combustion which might arise, however, was estimated. Both, as the value of possible energy carriers which are recovered and also economic effect from possible EUA units trade incomes.

It is claimed that the desalination technology which is to be selected should enable to be powered mainly thermal energy, and not more than 25% of electricity. The use of the cogeneration systems is advised. Concluding, the distillation preferably with crystallization systems MED or MFS and also

electrodialysis ED or nanofiltration NF should be taken into account in further steps. In addition, it is noted that the reference plant desalinate brine for at least 3 coal mines. Therefore its capacity is rather large. For a single coal mine the energy recovered from e.g. combustion of VAM unit with the ventilation air capacity 250 thous. $\text{m}^3_{\text{STP}} \cdot \text{h}^{-1}$ should allow to recover the energy amount enough for a single coal mine.

Received: 20.10.2016 r.

Accepted: 22.11.2016 r.