

# Techniczno-ekonomiczne aspekty stosowania trójgeneracyjnych układów energetycznych w podziemnych kopalniach węgla kamiennego

## Technical and economic aspects of the use of trigeneration power systems in underground coal mines



Mgr inż. Adam Niewiadomski<sup>\*)</sup>



Dr inż. Paweł Wrona<sup>\*)</sup>

**Treść:** Wykorzystanie metanu w kopalniach podziemnych węgla kamiennego może stać się istotnym elementem oszczędności, a także może zredukować emisję tego gazu do atmosfery. W artykule przedstawiono ideę stosowania kogeneracyjnych i trójgeneracyjnych układów energetycznych zasilanych metanem pochodzącym z procesu odmetanowania w kopalniach węgla kamiennego. Podano dwa przykłady zastosowania urządzeń pracujących w układzie trójgeneracyjnym wraz z wyznaczonymi szacunkowymi korzyściami płynącymi z ich wdrożenia. Obliczono, że dla pierwszego przykładu istnieje możliwość produkcji własnej energii elektrycznej na poziomie 81 696 MWh/rok oraz ciepła użytkowego 18 8711 GJ/rok. W drugim przykładzie wartości te wynoszą odpowiednio 27 040 MWh/rok energii elektrycznej oraz 64 210 GJ/rok ciepła użytkowego. W obu przykładach zainstalowane chłodzarki mogą w całości zostać zasilone energią produkowaną przez układ, pozwalając na produkcję chłodu użytkowego w zależności od stopnia zapotrzebowania. Wykazano także, że w przedstawionych rozwiązaniach redukcja emisji CO<sub>2</sub> osiągnięta jest w związku ze spalaniem metanu w układach i wynosi 32 % w przykładzie I oraz 15 % w przykładzie II.

**Abstract:** The usage of methane in underground coal mines can be considered significant savings and it can decrease gas emissions to the atmosphere. This paper presents the concept of the use of cogeneration and trigeneration systems fueled by methane from coal mine. Two options for the utilization of devices using the trigeneration system has been presented along with the estimated profits coming from its use. For the first example, it was computed that there is a possibility to produce electricity at the level of 81 696 MWh/year and useful heat at 18 8711 GJ/year. For the second example the values are 27 040 MWh/year and 64 210 GJ/year, respectively. The coolers that are considered in these examples can be fed by that energy in both cases and produce cool, depending on the demand. It was also proved that in the given solutions it is possible to reduce CO<sub>2</sub> emission by 32 % in the first case and by 15 % in the second one.

### Słowa kluczowe:

metan, kogeneracja, trójgeneracja

### Key words:

methane, cogeneration, trigeneration

## 1. Wprowadzenie

Do podstawowych celów każdego istniejącego przedsiębiorstwa należy dążenie do maksymalizacji zysku. Ta zasada dotyczy również kopalń węgla kamiennego, w szczególności w obecnych warunkach rynkowych. Jedną z metod na osiągnięcie lepszych wyników finansowych jest redukcja kosztów związanych z produkcją. Częściowym rozwiązaniem

mogą być inwestycje w wykorzystanie metanu. Obecnie ten węglowodór jest często traktowany wyłącznie jako zagrożenie, które winno być zwalczane oraz jako odpad powstały w wyniku eksploatacji węgla. Natomiast bardziej właściwym jest podejście do metanu jako kopaliny towarzyszącej i źródła energii. Wykorzystanie metanu może stać się istotnym elementem oszczędności. Rozwiązaniem prowadzącym do jego wykorzystania są układy kogeneracyjne oraz trójgeneracyjne [1]. Dzięki kogeneracji kopalnie mogą częściowo pokryć swoje zapotrzebowanie na media, tj. energię elektryczną

<sup>\*)</sup> Politechnika Śląska, Gliwice.

i ciepło użyteczne, a w przypadku układów trójgeneracyjnych, również chłód użyteczny. Nadmienić należy również fakt ograniczenia emisji metanu do atmosfery ze względu na jego spalanie oraz emisji CO<sub>2</sub>, która przy zastosowaniu tego typu układów jest niższa niż w przypadku produkcji energii z konwencjonalnych paliw. Wynika to bezpośrednio z reakcji spalania metanu. Spalając 1 Mg metanu otrzymujemy 2,75 Mg CO<sub>2</sub>, co przy stosunku szkodliwości 1 Mg CH<sub>4</sub> do 1 Mg CO<sub>2</sub> wynoszącym 21 GWP (*Global Warming Potential*) [3], pozwala na zmniejszenie poziomu emisji w przeliczeniu na CO<sub>2</sub> o 18,25 Mg [7, 16]. Prowadzi to do dalszych oszczędności, w szczególności, biorąc pod uwagę doroczny wzrost opłat związanych z emisją ww. gazów do atmosfery. W praktyce układy te rozwiązywane są z zastosowaniem modułów wykorzystujących silnik zasilany gazem, który napędza generator, produkujący energię elektryczną, układów odbierania ciepła z silnika i spalin oraz modułów wytwarzających energię chłodniczą i pracujących w oparciu o chłodziarki absorpcyjne oraz sprężarkowe. W niniejszym artykule przedstawiono dwa przykłady zastosowania urządzeń wraz z szacowaniem korzyści płynących z ich wdrożenia w zakładach górniczych.

## 2. Przykład zastosowania urządzeń w układzie trójgeneracyjnym

W celu przedstawienia korzyści płynących z zastosowania trójgeneracji w niniejszym artykule zaprezentowano przykładowe rozwiązania urządzeń oparte na danych dotyczących odmetanowania wybranych kopalń Górnosląskiego Zagłębia Węglowego (raport Głównego Instytutu Górnictwa [8]). Wybrane zestawy urządzeń dobrane zostały dla kopalni o ilościach metanu uzyskiwanego w procesie odmetanowania równych 65,71 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min w prezentowanym przykładzie I oraz 27,23 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min w przykładzie II. Celem przykładów jest zaprezentowanie różnic osiągniętych efektów ekonomicznych inwestycji.

### 2.1. Przykład I

Urządzenia w przedstawionym przykładzie I zostały dobrane dla kopalni na potrzeby artykułu nazwanej „K1”. Ilość metanu uzyskiwanego w procesie odmetanowania dla kopalni „K1” wynosi 65,71 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min [8]. Udział metanu w mieszaninie metanowo-powietrznej przyjęto na poziomie 50 % (zapewniającym stabilną pracę silników) oraz odpowiednio wartość opałową mieszaniny 18MJ/m<sup>3</sup>.

Wybrany został wariant z zastosowaniem dwóch silników gazowych TCG 2032 V12 oraz jednego silnika gazowego TCG 2032 V16 firmy MWM połączone generatorami AVK DIG 150 firmy Cummins Generator Technologies za pomocą sprzęgła elastycznego skrętnego [2, 9].

Dane techniczne silnika TCG 2032 V12 50Hz:

- zdolność produkcyjna energii elektrycznej – 3,3 MW,
- zdolność produkcyjna ciepła użytecznego ±8 % – 3,2 MW,
- obroty – 1000 min<sup>-1</sup>,
- sprawność elektryczna – 44,1 %,
- sprawność cieplna – 42,4 %,
- sprawność całkowita – 86,5 % [9].

Dane techniczne silnika TCG 2032 V16 50Hz:

- zdolność produkcyjna energii elektrycznej – 4,3 MW,
- zdolność produkcyjna ciepła użytecznego ±8 % – 4,2 MW,
- obroty – 1000 min<sup>-1</sup>,
- sprawność elektryczna – 44,1 %,
- sprawność cieplna – 42,7 %,
- sprawność całkowita – 86,8 % [9].

Przy zakładanej wartości opałowej otrzymywanego metanu na poziomie 18 MJ/m<sup>3</sup> oraz wartościach mocy w paliwie podanych przez producenta, równych 6,321 MW dla silników TCG 2032 V12 oraz 8,400 MW dla silnika TCG 2032 V16 można otrzymać łączne zapotrzebowanie na metan 3 modułów z zależności (1)

$$\dot{V}_{\text{kogeneracji}} = \sum_{i=1}^n \left( Q_{bi} / Q_r \right) \cdot 60 = \sum_{i=1}^n \dot{V}_{si} \quad (1)$$

gdzie:

$\dot{V}_{\text{kogeneracji}}$  – zapotrzebowanie układu na paliwo, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min,  
 $n$  – liczba zainstalowanych silników,  
 $Q_{bi}$  – wartość mocy w paliwie dla  $i$ -tego silnika, MW,  
 $Q_r$  – wartość opałowa dostarczonego paliwa, MJ/m<sup>3</sup>,  
 $\dot{V}_{si}$  – zapotrzebowanie  $i$ -tego silnika na paliwo, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min [13].

$$\dot{V}_{\text{kogeneracji}} = \left( 2 \cdot 6,321 / 18 + 8,400 / 18 \right) \cdot 60 \approx 42,14 + 28 = 70,14 \frac{\text{m}^3\text{CH}_4}{\text{min}}$$

Ilość metanu odzyskiwana w toku prowadzonego procesu odmetanowania przez kopalnię „K1”, równa 65,71 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min, jest zbliżona do poziomu zapotrzebowania, przy którym układ zaproponowanych silników będzie pracował z pełną mocą. Zainstalowany silnik TCG 2032 V16 50Hz będzie pracował na 84 %, pozostawiając zapas mocy równy 16 %, będący rezerwą w przypadku zaistnienia nadwyżki paliwa. Zapas mocy silnika został obliczony z wzoru (2)

$$n_r = 100\% - \frac{\dot{V}_m}{\dot{V}_s} = 100\% - \frac{\dot{V}_u - \sum_{i=0}^n \dot{V}_{sz_i}}{\dot{V}_s} \quad (2)$$

gdzie:

$n_r$  – zapas mocy silnika, %,  
 $\dot{V}_m$  – strumień paliwa dostarczanego do silnika, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min,  
 $\dot{V}_s$  – zapotrzebowanie silnika na paliwo, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min,  
 $\dot{V}_u$  – strumień paliwa zasilający cały układ, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min,  
 $\dot{V}_{sz_i}$  – zapotrzebowanie na paliwo silników pracujących z pełną mocą, m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min.

$$n_r = 100\% - \frac{65,71 - 42,14}{28} = 16\%$$

Korzystając ze wzoru (3) możliwe jest wyznaczenie przewidywanej ilości wytworzonej energii elektrycznej rocznie.

$$E_{el} = \sum_{i=1}^n (N_{el_i} \cdot n_{s_i}) \cdot T_p \quad (3)$$

gdzie:

$E_{el}$  – ilość wytworzonej energii elektrycznej, MWh/rok,  
 $N_{el_i}$  – zdolność produkcyjna energii elektrycznej silnika, MW,  
 $n_{s_i}$  – obciążenie silnika, %,  
 $n^{s_i}$  – liczba zainstalowanych silników,  
 $T_p$  – czas pracy układu w roku.

Przyjmując, że generator będzie pracował 8000 godzin w przeciągu roku, moduł jest w stanie wytworzyć energię elektryczną równą

$$E_{el} = (2 \cdot 3,3 \cdot 100\% + 4,3 \cdot 84\%) \cdot 8000\text{h} = 81696 \text{ MWh/rok}$$

Ponadto, w zaproponowanym module odbiór ciepła może być realizowany poprzez:

- proces chłodzenia silnika oraz oleju i powietrza z turboładowania, tzw. obieg ciepłowodny,
- spalin i chłodziń awaryjnych tzw. obieg gorącowodny.

Zakładając średni okres grzewczy w kopalni równy 220 dni, możliwe jest wyznaczenie możliwości wytwórczych ciepła przez moduł na podstawie wzoru (4)

$$Q = \sum_{i=1}^n (Q_{Qi} \cdot n_{si}) \cdot T_p \quad (4)$$

gdzie:

- $Q$  – ilość wytworzonego ciepła użytecznego, GJ/rok,
- $Q_{Qi}$  – zdolność produkcyjna ciepła użytecznego silnika, MW,
- $n_{si}$  – obciążenie silnika, %,
- $n_i$  – liczba zainstalowanych silników,
- $T_p$  – czas pracy układu w roku.

$$Q = (2 \cdot 3,2 \cdot 100\% + 4,2 \cdot 84\%) \cdot 5280h \cdot 3600s = 188711 \text{ GJ/rok}$$

W przedstawionym przykładzie, w celu wytworzenia chłodu użytecznego, zastosowano moduł chłodniczy oparty na chłodziarkach absorpcyjnych oraz sprężarkowej. Przyjęto, że ciepło odpadowe wytworzone w toku procesu, kierowane jest w pierwszej kolejności do zasilenia agregatów chłodniczych, natomiast nadwyżka wykorzystywana na potrzeby własne zakładu. Chłodziarki, ze względów bezpieczeństwa, powinny być instalowane w osobnym obiegu medium chłodniczego, połączone poprzez pośrednie wymienniki ciepła z obiegiem chłodzenia silników. Odzyskiwane ciepło z układu energetycznego służy do napędu chłodziarek, natomiast wszelkie nadwyżki mogą być przesyłane do sieci ciepłowniczej. Istotnym jest zapewnienie stałego odbioru ciepła z układu, w tym celu zainstalowane powinny również zostać chłodnice awaryjne. W skład przykładowego modułu chłodniczego wchodzi dwie chłodziarki absorpcyjne bromowo-litowe firmy York YIA HW 3B3 na obiegu ciepłowodnym i YIA HW 5C3 na obiegu gorącowodnym oraz chłodziarkę sprężarkową YLCS SA 575 [5]. Sumaryczna moc chłodnicza proponowanych urządzeń kształtuje się na poziomie 2,28 MW<sub>ch</sub>. Transport medium chłodniczego (wody „lodowej” o temperaturze 2÷1,1 °C) odbywa się poprzez sieć rurociągów szybem na

dół kopalni, gdzie następuje redukcja ciśnienia oraz wymiana dostarczanej wody zimnej z odbieraną ciepłą przy wykorzystaniu podajników trójkomorowych. Następnie medium chłodnicze jest transportowane preizolowanymi rurociągami do zabudowanych w wyrobiskach górniczych chłodnic typu woda-powietrze [14, 17].

Rysunek 1 przedstawia bilans energetyczny proponowanego przykładowego rozwiązania w postaci graficznej przy wykorzystaniu wykresu Sankeya.

Całkowite możliwości produkcyjne przedstawionego rozwiązania zestawione zostały w tabelicy 1.

**Tabela 1. Możliwości produkcyjne układu w wariantcie I [oprac. wł.].**

**Table 1. Production capacity of the system (option I) [own elaboration]**

Energia elektryczna [MWh/rok]	Ciepło użyteczne [GJ/rok]
81696	188711

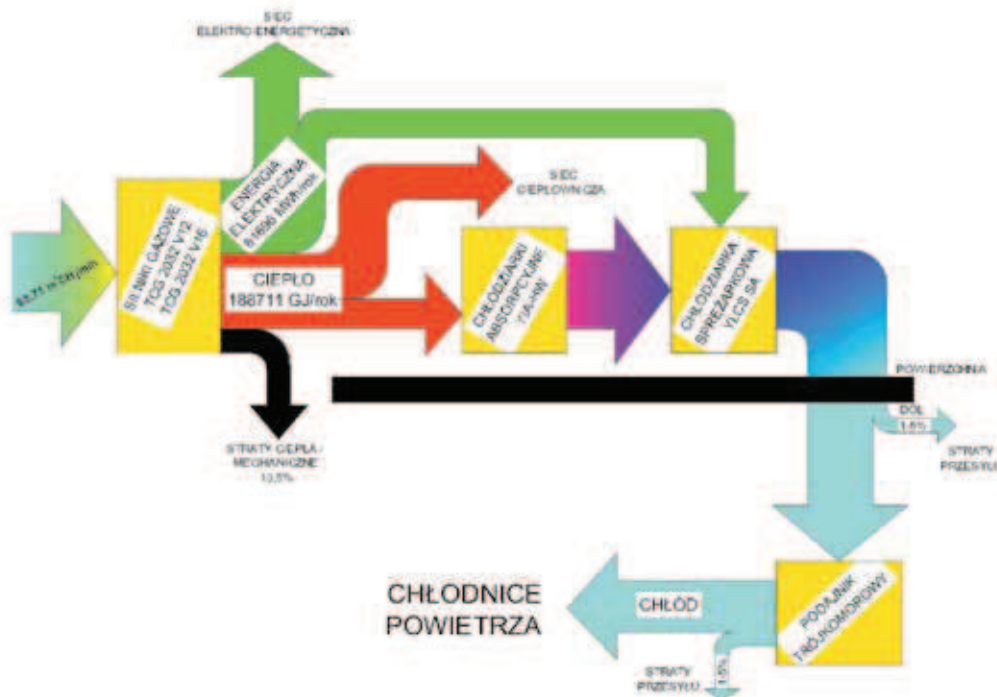
**2.2. Przykład II**

Przykład II obejmuje urządzenia dobrane dla kopalni nazwanej na potrzeby niniejszego artykułu „K2”. W przypadku kopalni „K2” średnia ilość metanu uzyskiwanego w procesie odmetanowania kształtowała się na poziomie 27,23 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min [8]. Podobnie, jak w przypadku przykładu I, przyjęto udział metanu w mieszaninie metanowo-powietrznej równy 50 % oraz odpowiadającą wartość opałową równą 18 MJ/m<sup>3</sup>.

W celu porównania obu przykładów wybrane zostały urządzenia tych samych producentów. Silniki gazowe podobnie jak w poprzednio prezentowanym rozwiązaniu zostały dobrane tak, aby zapewnić pełne wykorzystanie metanu z systemu odmetanowania pozostawiając pewną rezerwę. Proponowane silniki to TCG 2020 V16 oraz TCG 2020 V20, natomiast generatory to AVK DIG 130 [2, 9].

Dane techniczne silnika TCG 2020 V16 50Hz:

- zdolność produkcyjna energii elektrycznej – 1,56 MW,
- zdolność produkcyjna ciepła użytecznego ±8 % – 1,58 MW,



**Rys. 1. Bilans energetyczny proponowanego rozwiązania [oprac. wł.]**  
**Fig. 1. Energy balance of the proposed solution [own elaboration]**



- obroty – 1500 min<sup>-1</sup>,
- sprawność elektryczna – 43,2 %,
- sprawność cieplna – 43,8 %,
- sprawność całkowita – 87,0 % [9].

Dane techniczne silnika TCG 2020 V20 50Hz:

- zdolność produkcyjna energii elektrycznej – 2,0 MW,
- zdolność produkcyjna ciepła użytkowego ±8 % – 1,98 MW,
- obroty – 1500 min<sup>-1</sup>,
- sprawność elektryczna – 43,7 %,
- sprawność cieplna – 43,2 %,
- sprawność całkowita – 86,9 % [9].

Analogicznie jak w poprzednim przykładzie, przy zakładanej wartości opalowej kształtującej się na poziomie 18 MJ/m<sup>3</sup> oraz podawanych przez producenta wartościach mocy w paliwie, równych 3,768 MW dla silnika TCG 2020 V16 oraz 4,817 MW dla silnika TCG 2020 V20 można otrzymać całkowite zapotrzebowanie na metan dla proponowanych modułów z zależności (1).

$$\dot{V}_{\text{kogeneracji}} = \left( \frac{3,768}{18} + \frac{4,817}{18} \right) \cdot 60 \approx 28,62 \frac{\text{m}^3\text{CH}_4}{\text{min}}$$

Kopalnia „K2” uzyskuje średnio w procesie odmetanowania 27,23 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>/min, podobnie jak w przykładzie I, wartość ta jest zbliżona do poziomu zapotrzebowania, przy którym proponowane silniki gazowe pracować będą z pełną mocą. Za pomocą wzoru (2) wyznaczono, że w zaproponowanym układzie silnik TCG 2020 V20 50Hz pracować będzie na 91 %, pozostawiając 9 % zapas mocy, stanowiący rezerwę w przypadku pojawienia się nadwyżki paliwa na wejściu do układu

$$n_r = 100\% - \frac{27,23 - 12,56}{16,06} = 9\%$$

Zakładając czas pracy generatora w roku równy 8000 godzin, możliwości produkcyjnej energii elektrycznej na podstawie zależności (3) wyniosą

$$E_{el} = (1,56 \cdot 100\% + 2,0 \cdot 91\%) \cdot 8000\text{h} = 27040 \text{ MWh/rok}$$

Dodatkowo przy założeniu zgodnie z przykładem I okresu grzewczego w kopalni równego 220 dni, można wyznaczyć na podstawie wzoru (4) możliwości wytwórcze ciepła użytkowego

$$Q = (1,579 \cdot 100\% + 1,977 \cdot 91\%) \cdot 5280\text{h} \cdot 3600\text{s} = 64210 \text{ GJ/rok}$$

Analogicznie, jak w zaprezentowanym wcześniej przykładzie I, w celu wytworzenia chłodu użytkowego w przykładzie II proponuje się wykorzystanie modułu chłodniczego, w którego skład wchodzi dwie chłodziarki absorpcyjne oraz chłodziarka sprężarkowa. Proponowane jest wykorzystanie dwóch chłodziarek absorpcyjnych bromowo-litowych zasilanych ciepłem odpadowym firmy York YIA HW 3B2 na obiegu ciepłowodnym i YIA HW 5C2 na obiegu gorącym wodnym oraz zasilaną częścią energii elektrycznej wytworzonej w układzie chłodziarkę sprężarkową YLCS SA 530 [5]. Sumaryczna moc zainstalowanych w układzie urządzeń chłodniczych wyniesie 2,05 MW<sub>ch</sub>.

Transport medium chłodniczego powinien być rozwiązany zgodnie z tym przedstawionym w przykładzie I, siecią rurociągów do podajnika, a następnie do chłodnic typu woda-powietrze zainstalowanych w wyrobiskach [14].

Całkowite możliwości produkcyjne przedstawionego rozwiązania zestawione zostały w tablicy 2.

**Tablica 2. Możliwości produkcyjne układu w wariantcie II [oprac. wł.]**

**Table 2. Production capacity of the system (option II) [own elaboration]**

Energia elektryczna [MWh/rok]	Ciepło użytkowe [GJ/rok]
27040	64210

### 3. Korzyści ekonomiczne związane z zastosowaniem proponowanego rozwiązania

Zgodnie z Prawem Energetycznym cena wytworzenia energii elektrycznej oraz ciepłej wyznaczana jest w oparciu o tzw. metodę „kosztów unikniętych” [19]. Wykorzystując tą metodę zakłada się jako cenę wytworzonej i przeznaczonej na sprzedaż energii, cenę zakupu energii z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego [11].

Ocena efektywności ekonomicznej powinna być wykonana z pomocą mierników efektów ekonomicznych inwestycji, tj.:

- wartość bieżąca netto NPV (ang. *Net Present Value*),
- wewnętrzna stopa zwrotu IRR (ang. *Internal Rate of Return*),
- prosty okres zwrotu nakładów SPBT (ang. *Simple Pay Back Time*),
- dynamiczny okres zwrotu nakładów DPBT (ang. *Dynamic Pay Back Time*).

Wartość bieżąca netto NPV jest wskaźnikiem określającym możliwy do osiągnięcia zysk przy ustalonej wielkości kapitału inwestycyjnego. Inwestycja jest opłacalna, gdy wartość wskaźnika przyjmuje wartości dodatnie. Wskaźnik wyznaczany jest z zależności (5)

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - J_0 + \frac{L_n}{(1+r)^t} \quad (5)$$

gdzie:

- $n$  – przewidywany okres realizacji i eksploatacji układu trójgeneracyjnego,
- $CF_t$  – przepływy gotówki w kolejnych latach realizacji inwestycji (Cash Flow), różnica pomiędzy poniesionymi kosztami a przychodami ze sprzedaży,
- $r$  – stopa dyskontowa,
- $J_0$  – nakłady finansowe poniesione w trakcie budowy układu trójgeneracyjnego, zdyskontowane na czas rozpoczęcia jego eksploatacji,
- $L_n$  – wartość likwidacyjna układu trójgeneracyjnego zdyskontowana na ostatni rok jego eksploatacji,
- $t$  – kolejne lata realizacji i eksploatacji inwestycji [11, 15].

W celu wyznaczenia średnich rocznych przepływów gotówkowych, konieczne jest obliczenie całkowitych kosztów, do których zalicza się koszty stałe produkcji oraz koszty zmienne uzależnione od takich czynników, jak koszt transportu paliwa czy koszty związane z ochroną środowiska, jak również od wysokości przychodów związanych ze sprzedażą wytworzonej energii cieplnej oraz elektrycznej. Wartość przepływów gotówkowych wyznacza się z zależności (6)

$$S_n = Q_Q \cdot C_C \cdot T_{p1} + N_{el} \cdot c_{el} \cdot T_{p2} \quad (6)$$

gdzie:

- $Q_Q$  – moc cieplna wybranego wariantu zastosowania układu trójgeneracyjnego,
- $c_c$  – cena jednostkowa energii cieplnej,
- $T_{p1,2}$  – czas pracy układu w roku,
- $N_{el}$  – moc elektryczna wybranego wariantu zastosowania układu trójgeneracyjnego,
- $c_{el}$  – cena jednostkowa energii elektrycznej [11].

Wewnętrzna stopa zwrotu IRR jest wskaźnikiem określającym minimalną wymaganą stopę procentową, aby inwestycja była opłacalna. Wartość stopy IRR powinna być wyższa od wartości stopy dyskonta  $r$ . Obliczając wskaźnik należy przyjąć, że wartość NPV oraz  $L_n$  równe są 0 i znaleźć taką wartość IRR, która spełnia warunek (7)

$$\sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} - J_0 = 0 \tag{7}$$

gdzie:

$CF_t$  – przepływy gotówki w kolejnych latach realizacji inwestycji (Cash Flow), różnica pomiędzy poniesionymi kosztami a przychodami ze sprzedaży,

IRR – wewnętrzna stopa zwrotu,

$J_0$  – nakłady finansowe poniesione w trakcie budowy układu trójgeneracyjnego, zdyskontowane na czas rozpoczęcia jego eksploatacji,

$t$  – kolejne lata realizacji i eksploatacji inwestycji [11].

Prosty okres zwrotu nakładów *SPBT* jest wskaźnikiem określającym czas, po którym ulegają zwróceniu poniesione wydatki inwestycyjne  $J_0$ . Jest to zysk obliczony z uwzględnieniem amortyzacji oraz kosztów finansowych z zależności (8).

$$\sum_{t=1}^{SPBT} CF_t = J_0 \tag{8}$$

gdzie:

$CF_t$  – przepływy gotówki w kolejnych latach realizacji inwestycji (Cash Flow), różnica pomiędzy poniesionymi kosztami a przychodami ze sprzedaży,

$J_0$  – nakłady finansowe poniesione w trakcie budowy układu trójgeneracyjnego, zdyskontowane na czas rozpoczęcia jego eksploatacji,

SPBT – prosty okres zwrotu nakładów [11].

Wskaźnik możliwy jest do wyznaczenia po założeniu stałości przepływów gotówkowych w kolejnych latach inwestycji z wykorzystaniem zależności (9)

$$SPBT = \frac{J_0}{CF_t(\text{const})} \tag{9}$$

Dynamiczny okres zwrotu nakładów *DPBT* wyznaczany z zależności 10 pozwala na wyznaczenie czasu, po jakim zdyskontowane przepływy gotówkowe osiągną wartość równą nakładom przeznaczonym na inwestycję

$$\sum_{t=1}^{DPBT} CF_t = J_0 \tag{10}$$

$CF_t$  – przepływy gotówki w kolejnych latach realizacji inwestycji (Cash Flow), różnica pomiędzy poniesionymi kosztami a przychodami ze sprzedaży,

$J_0$  – nakłady finansowe poniesione w trakcie budowy układu trójgeneracyjnego, zdyskontowane na czas rozpoczęcia jego eksploatacji,

DPBT – dynamiczny okres zwrotu nakładów [11].

Wskaźnik możliwy jest do wyznaczenia po założeniu stałości przepływów gotówkowych w kolejnych latach inwestycji z wykorzystaniem równania (11)

$$DPBT = \frac{\ln\left(\frac{CF_t(\text{const})}{CF_t(\text{const}) - J_0 \cdot r}\right)}{\ln(1 + r)} \tag{11}$$

gdzie:

$CF_t$  – przepływy gotówki w kolejnych latach realizacji inwestycji (Cash Flow), różnica pomiędzy poniesionymi kosztami a przychodami ze sprzedaży,

$J_0$  – nakłady finansowe poniesione w trakcie budowy układu trójgeneracyjnego, zdyskontowane na czas rozpoczęcia jego eksploatacji,

$r$  – stopa dyskontowa,

DPBT – dynamiczny okres zwrotu nakładów [11].

W celu wyznaczenia zysków związanych z inwestycją w wykonanie i eksploatację układu trójgeneracyjnego przyjęto następujące założenia:

– cena energii elektrycznej –  $c_{el}$  = 201,36 zł/MWh,

– cena energii cieplnej –  $c_c$  = 37,43 zł/GJ,

– stopa dyskontowa –  $r$  = 9,0 %.

Przyjęte w niniejszym artykule roczne wykorzystanie metanu w prezentowanym przykładzie I zastosowanych urządzeń wynosi w przybliżeniu 31 541 000 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub>, na skutek jego spalania nastąpi emisja CO<sub>2</sub> na poziomie około 62 000 MgCO<sub>2</sub>/rok, natomiast w przykładzie II wynosi w przybliżeniu 13 070 400 m<sup>3</sup>CH<sub>4</sub> oraz emisja CO<sub>2</sub> na poziomie 26 000 MgCO<sub>2</sub>/rok.

Przy możliwościach produkcyjnych energii elektrycznej w zaproponowanych rozwiązaniach wynoszących 81 696 MWh/rok dla urządzeń dobranych w przykładzie I oraz 27 040 MWh/rok dla urządzeń w przykładzie II, dochód związany ze sprzedażą certyfikatów pochodzenia energii z kogeneracji przy wykorzystaniu gazu z odmetanowania (oznaczonych jako fioletowych zgodnie z systemem certyfikatów energetycznych) [12, 15] wynosi odpowiednio około 1 800 000 zł/rok oraz 300 000 zł/rok. Dodatkowo przychody związane ze sprzedażą energii elektrycznej kształtują się na poziomie 16 450 000 zł/rok dla przykładu I oraz 5 445 000 zł/rok dla przykładu II. Natomiast energii cieplnej około 7 063 500 zł/rok dla przykładu I oraz około 2 403 000 zł/rok dla przykładu II.

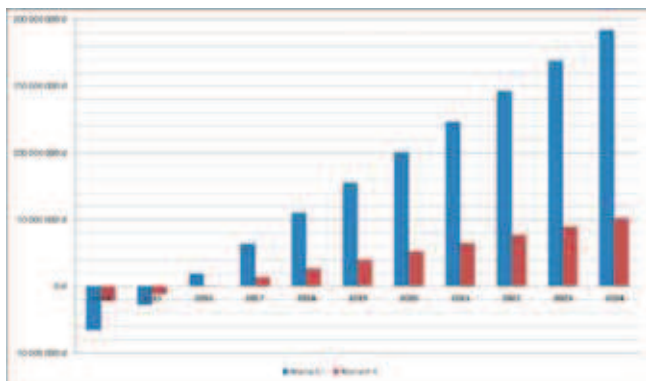
Orientacyjne koszty zakupu i eksploatacji urządzeń w proponowanych rozwiązaniach zastosowania oszacowane zostały na podstawie zależności opisywanej w pracy [6] oraz danych producentów i przedstawione w tabelicy 3.

**Tabela 3. Zestawienie kosztów wykonania i eksploatacji oraz zysków związanych z działaniem układu trójgeneracyjnego dla proponowanych wariantów zastosowania [oprac. wł.]**

**Table 3. Statement of operating expenses and earnings for the proposed options with the usage of the trigeneration system's installation [own elaboration]**

Koszty jednorazowe		
	Przykład I	Przykład II
Zakup modułów CHP wraz chłodzarkami	32 750 000 zł	10 850 000 zł
Roczne koszty eksploatacyjne		
Zakup oleju syntetycznego	300 000 zł	130 000 zł
Zakup filtrów	160 000 zł	110 000 zł
Zakup włókniny	9 000 zł	9 000 zł
Zakup świec zapłonowych	20 000 zł	10 000 zł
Koszty serwisowe	1000 000 zł	600 000 zł
Wynagrodzenia obsługi	500 000 zł	500 000 zł
Legalizacja urządzeń, nieprzewidziane naprawy	500 000 zł	500 000 zł
Suma rocznych kosztów eksploatacyjnych	<b>2 489 000 zł</b>	<b>1 859 000 zł</b>
Roczne przychody		
Sprzedaż certyfikatów pochodzenia energii z kogeneracji	1800000 zł	300000 zł
Sprzedaż energii elektrycznej do sieci	16450000 zł	5445000 zł
Sprzedaż energii cieplnej do sieci	7063500 zł	2403000 zł
<b>Suma rocznych przychodów</b>	<b>25 313 500 zł</b>	<b>8 148 000 zł</b>

Na podstawie danych zawartych w tabelicy 3 wykonane zostały zestawienia skumulowanych przepływów pieniężnych począwszy od roku 2014, który został przyjęty jako rok zabudowy proponowanych rozwiązań wykonania układów trójgeneracyjnych, a następnie przez dziesięcioletni okres eksploatacji. Wyznaczone skumulowane przepływy pieniężne przedstawione zostały na rysunku 2.



Rys. 2. Porównanie skumulowanych przepływów pieniężnych w kolejnych latach eksploatacji proponowanych dwóch wariantów zastosowania [oprac. wł.]

Fig. 2. Comparison of accumulated cash flow for each of the two proposed options in the forthcoming years [own elaboration]

Dla przedstawionych czasu zabudowy układu oraz eksploatacji, wartość wskaźnika ekonomicznego  $NPV$  wyznaczona z zależności (5) osiąga wartość dodatnią już w 2 roku działania układu trójgeneracyjnego, czyli w roku 2016, dla obu wariantów urządzeń. Wewnętrzna stopa zwrotu wyznaczona z warunku (7) przy okresie eksploatacji przyjętym do 2024 roku wyniesie kolejno 69 % w przykładzie I oraz 57 % w przykładzie II. Zgodnie ze wskaźnikami prostego i dynamicznego okresu zwrotu wyznaczonych wzorami (9) i (11) obliczono, że okres zwrotu dla inwestycji w przykładzie I wyniesie 1 rok i 5 miesięcy, czyli nastąpi w maju 2016 roku, natomiast w przykładzie II 1 rok i 8 miesięcy, a więc nastąpi w sierpniu 2016 roku [15]. W tabelicy 4 zestawione zostały wartości wyznaczonych wskaźników ekonomicznych.

Tabela 4. Zestawienie wartości mierników efektów ekonomicznych [oprac. wł.]

Table 4. Statement of indexes of economic efficiency [own elaboration]

	Przykład I	Przykład II
IRR	69%	57%
SPBT	-1,434861662	-1,725234536
DPTB	-1,409345064	-1,674853802

#### 4. Ochrona powietrza atmosferycznego

Dodatkową zaletą związaną z wdrożeniem w zakładzie górniczym układu trójgeneracyjnego jest aspekt ochrony powietrza atmosferycznego, oprócz oczywistych korzyści ekonomicznych, opisanych wcześniej w niniejszym artykule, związanych ze zmniejszoną emisją gazów do atmosfery, pomagają również w kształtowaniu proekologicznego wizerunku przedsiębiorstwa w regionie. W przypadku wykorzystania układów kogeneracyjnych i trójgeneracyjnych metan nie jest traktowany jako odpad, ale jako kopalina towarzysząca będąca elementem ciągu technologicznego. Rozwiązanie takie jest

zgodne z tzw. strategią CP (Czystszej Produkcji) [7], która powinna być elementem doskonalenia Systemu Zarządzania Środowiskiem w zakładzie i prowadzić do osiągnięcia zrównoważonego rozwoju przedsiębiorstwa. W przedstawionych rozwiązaniach redukcja emisji  $CO_2$  osiągnięta jest w związku ze spalaniem metanu w układach i wynosi:

- 32 % w przykładzie I,
  - 15 % w przykładzie II,
- w stosunku do uzyskiwania tej samej ilości energii poprzez spalanie węgla kamiennego.

Istotnym czynnikiem z punktu widzenia ochrony środowiska jest również znaczne ograniczenie emisji metanu do powietrza atmosferycznego.

#### 5. Podsumowanie

Na podstawie przeprowadzonej prognozy, wprowadzenie w zakładach górniczych rozwiązań technicznych w postaci układów trójgeneracyjnych niesie za sobą wiele zalet, jak również wiąże się z wymiernymi oszczędnościami dla przedsiębiorców. Przykład I urządzeń proponowany dla ilości metanu pozyskiwanej w procesie odmetanowania kopalni „K1” równej  $65,71 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{min}$  przy stałej stabilnej zapewnienia produkcję własną energii elektrycznej na poziomie 81696 MWh/rok oraz ciepła użytecznego 188711 GJ/rok. Dodatkowym elementem jest możliwość stosowania chłodziarek o sumarycznej mocy chłodniczej na poziomie  $2,28 \text{ MW}_{\text{ch}}$ , w całości zasilanych energią elektryczną oraz ciepłą pochodzącą z układu, które przy sprzężeniu układu trójgeneracyjnego z układem klimatyzacji centralnej pozwalają na produkcję chłodu użytecznego w zależności od stopnia zapotrzebowania kopalni. Przykład II zaproponowany dla kopalni „K2” uzyskującej w procesie odmetanowania  $27,23 \text{ m}^3\text{CH}_4/\text{min}$  cechuje się produkcją energii elektrycznej na poziomie 27 040 MWh/rok oraz ciepła użytecznego 64 210 GJ/rok. Podobnie jak w przykładzie I, zainstalowane chłodziarki mogą w całości zostać zasilone energią produkowaną przez układ, pozwalając na produkcję chłodu użytecznego w zależności od stopnia zapotrzebowania. Opierając się na przeprowadzonej szacunkowej analizie kosztów i przychodów związanych z wdrożeniem proponowanych rozwiązań można stwierdzić szybki zwrot nakładów inwestycyjnych, już w drugim roku działania układu dla obu przykładów i znaczne korzyści w kolejnych latach eksploatacji.

Modułowy charakter układów pozwala na stosunkowo łatwe rozwinięcie możliwości produkcyjnych w przypadkach wystąpienia stałego zwiększenia ilości uzyskiwanego metanu, gdy jest to ekonomicznie uzasadnione. Należy jednak przyjąć, że przedstawione w niniejszym artykule wyniki ze względu na swój prognostyczny oraz miejscami szacunkowy, obarczony pewnymi uproszczeniami, charakter są przybliżone i mogą różnić się od stanu faktycznego. Osiągnięcie korzyści związanych z zastosowaniem proponowanych rozwiązań uzależnione jest od szeregu czynników, do których należy zaliczyć m.in., ilość oraz jakość mieszaniny metanowo-powietrznej uzyskiwanej w procesie odmetanowania oraz stan istniejącej infrastruktury kopalnianej.

#### Literatura

1. Bibbler C., Carothers P.: Overview of coal mine gas use technologies. Second International Methane Mitigation Conference Novosibirsk 2000.
2. Cummins Generator Technologies Products. <https://www.cumminsgeneratorotechnologies.com/en/products/avk/>

3. Global Warming Potentials. United Nations Framework Convention on Climate Change. [https://unfccc.int/ghg\\_data/items/3825.php](https://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php)
4. Informator REA. Biuletyn Centrum Badań Środowiska Abiotycznego 2004, Nr. 7-8. <http://www.pgi.gov.pl/wydawnictwa-geologiczne-pig-pib/seryjne/informator-rea.html>
5. Johnson Controls Products & Solutions, Industrial HVAC. [http://www.johnsoncontrols.co.uk/content/gb/en/products/building\\_efficiency/product\\_information/Integrated-HVAC-Systems/Industrial-HVAC.html](http://www.johnsoncontrols.co.uk/content/gb/en/products/building_efficiency/product_information/Integrated-HVAC-Systems/Industrial-HVAC.html)
6. Kalina J.: Analiza i optymalizacja techniczno-ekonomiczna małych układów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Rozprawa doktorska, Instytut Techniki Ciepłej, 21.12.2001.
7. Krajowe Centrum Wdrożeń Czystszej Produkcji, Główny Instytut Górnictwa. <http://cp.gig.katowice.pl/>
8. Krause E., Sebastian Z.: Zagrożenia Gazowe. Raport roczny (2012) o stanie podstawowych zagrożeń naturalnych i technicznych w górnictwie węgla kamiennego. Pod red. Konopko W. GIG. Katowice 2013, s.30-43.
9. MWM GmbH Produkte. <http://www.mwm.net/de/produkte/>
10. Nawrat S., Kuczera Z., Łuczak R., Życzkowski P., Napieraj S., Gamar K.: Utylizacja metanu z pokładów węgla w polskich kopalniach podziemnych. Uczelniane Wydawnictwa Naukowo-Dydaktyczne. Kraków 2009.
11. Postrzednik S., Wawro A.: Możliwość zastosowania gazowych silników spalinowych w układach skojarzonej produkcji energii, ciepła i chłodu. Journal of KONES Internal Combustion Engines 2002, Nr 3-4.
12. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 18 października 2012 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii. (Dz. U. 2012 poz. 1229 z późn. zm).
13. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczenia opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji. (Dz. U. 2011 nr 176 poz. 1052 z późn. zm.).
14. Siemag Tecberg Mine and tunnel cooling systems. <http://www.siemag-tecberg.com/product-groups/underground-cooling/>
15. Skorek J.: Technical and economical analysis of exploitation of gas fired small scale combined heat and power systems in Poland. Archiwum Energetyki 2012, T. 42 Nr. 1.
16. Sulkowski J., Wrona P.: Emisja CO2 do atmosfery ze zlikwidowanego szybu kopalnianego na terenie Zabrze. Zeszyty Naukowe. Górnictwo 2006. z.271.
17. Szlązak N., Obracaj D., Borowski M., Szlązak A.: Efektywność pracy skojarzonego systemu energetyczno-chłodniczego. XXXV Jubileuszowe Dni Chłodnictwa: kierunki badań i aktualne rozwiązania techniczne urządzeń oraz systemów chłodniczych i klimatyzacyjnych. Konferencja naukowo-techniczna. Rydzyna, 8-9 września 2003
18. Tor A., Gospodarcze wykorzystanie metanu z pokładów węgla. XVI Dni Techniki Oddziału Chorzowsko-Rudzkiego. Siemianowice Śląskie, 16 października 2012 r.
19. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997r Prawo energetyczne. (Dz.U. 1997 nr 54 poz. 348 z późn. zm.).