

A Polish case study for biogas to biomethane upgrading

The article presents the results of a theoretical pre-feasibility study for biogas upgrading to biomethane for a planned agricultural biogas plant with a capacity of about 10 million Nm³ of raw biogas production per year. Upgraded biogas to the quality of natural gas can be injected to the natural gas distribution network or used as a transportation fuel for natural gas vehicles (NGVs).

Currently the agricultural biogas, as well as landfill gas and gas from sewage treatment plants, is mainly used in Poland to produce electricity and heat (CHP plants). The market for biogas upgrading to biomethane in Poland does not actually exist. A variety of factors affects this situation, including: high investment costs of upgrading units, the existing national incentive system promoting green electricity and heat production from biogas, lack of national standards for biomethane, limited awareness of the available technologies, and finally a small number of vehicles capable of using compressed biomethane (CBM).

The aim of this study is to examine alternative options for biogas utilization compared to combined heat and power production. Several biogas upgrading technologies available on the European market (water scrubbing, chemical scrubbing, cryogenic upgrading) were compared in terms of their applicability and cost effectiveness. Estimation of the installation costs, operation costs and revenues was presented for two alternatives of biomethane application: injection into the gas distribution grid or use for transport purposes for NGVs. A profitability analysis of the two solutions was performed, taking into account possible incomes from renewable energy certificate system (for injecting to the gas grid option).

Key words: biogas, biomethane, biogas upgrading

Uszlachetnianie biogazu do jakości biometanu – studium przypadku dla warunków polskich

W artykule zaprezentowano rezultaty studium wykonalności dla teoretycznej, planowanej biogazowni rolniczej o wydajności około 10 mln Nm³ surowego biogazu, zintegrowanej z instalacją uszlachetniania biogazu. Biogaz uszlachetniony do jakości gazu ziemnego może być wtlaczany do dystrybucyjnej sieci gazowej bądź stosowany jako paliwo transportowe do samochodów zasilanych gazem ziemnym (tzw. NGVs – Natural Gas Vehicles).

Aktualnie w Polsce zarówno biogaz rolniczy, jak również gaz składowiskowy i z oczyszczalni ścieków jest przede wszystkim wykorzystywany do produkcji energii elektrycznej i ciepła (układy kogeneracyjne), natomiast rynek uszlachetniania biogazu w Polsce prawie nie istnieje. Składają się na to różne czynniki, m.in. wysokie koszty inwestycyjne instalacji uszlachetniania, krajowy system wsparcia promujący produkcję energii elektrycznej i ciepła, brak jednoznacznych norm jakościowych dla biometanu, niewielka wiedza na temat dostępnych technologii oraz niewielka liczba pojazdów mogących wykorzystywać sprężony biometan (CBM).

Na podstawie studium przypadku autorzy poddali analizie alternatywne możliwości wykorzystania biogazu. Przedstawiono wariantowe technologie uszlachetniania biogazu. Porównano możliwość zastosowania oraz opłacalność wybranych dostępnych w Europie technologii uszlachetniania biogazu w wymienionej biogazowni (absorpcja fizyczna w skrubierze wodnym, absorpcja chemiczna, separacja kriogeniczna). Przedstawiono symulację kosztów oraz przychodów instalacji uszlachetniania przy wybranej biogazowni rolniczej. Porównano dwa warianty wykorzystania uzyskanego biometanu: wtlaczanie do sieci gazowej oraz wykorzystanie na cele transportowe. Na tej podstawie opracowano szacunkową analizę opłacalności obu rozwiązań, w tym również z uwzględnieniem ewentualnych przychodów z tytułu uzyskania świadectw pochodzenia biogazu (w przypadku wtlaczania do sieci gazowej).

Słowa kluczowe: biogaz, biometan, uszlachetnianie biogazu

1. Introduction

Biogas production is one of the renewable energy investments that arise the high interest, but at the same time it is one of the slowest developing sectors in the RE market in Poland.

According to the Energy Regulatory Office there are 149 biogas plants producing electricity and heat in cogeneration (last update: 31.03.2011). Only 13 of them are agriculture biogas plants.

So far, biogas has been used for green electricity and heat production in high-efficient cogeneration units. This has

1. Wprowadzenie

Produkcja biogazu jest sektorem OZE wzbudzającym ogromne zainteresowanie inwestorów, jednocześnie jego rozwój przebiega bardzo powoli, w porównaniu z innymi sektorami rynku energii odnawialnej w Polsce.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki obecnie działa 149 instalacji biogazowych wytwarzających energię elektryczną i ciepło w skojarzeniu (dane z 31.03.2011). Jedynie 13 z nich to biogazownie rolnicze.

Do niedawna istniejący system wsparcia dla instalacji biogazowych obejmował jedynie produkcję "zielonej

been promoted by the existing national incentive system in the form of certificates of origin. Alternative biogas utilization, which is injecting into the distribution gas grid, was introduced in 2010 by an amendment to the Energy Law. The decree introducing certificates of origin (so called ‘brown certificates’) support system was finally signed by Minister of Economy on August 24th 2011.

According to Energy Law biogas injected to the gas grid must meet the definition of agricultural biogas. Landfill gas and gas from sewage treatment plants is not allowed to be injected to the gas grid. The upgraded biogas is usually called the biomethane, as the methane content increases significantly (up to > 99%) after upgrading process.

The gas company is obliged to provide the connection to the grid for interested entities and to draw up an agreement if there are technical and economic conditions for gas grid connection and the entity fulfills the connection conditions. The gas grid operator has the obligation of receiving/collecting the gas produced in agricultural biogas plants that are connected directly to its network, on the condition of fulfilling certain quality parameters.

With regard to above the possibility of biogas injection to the grid will be determined by technical conditions (the possibility of gas grid connection, the compliance with quality requirements for biomethane) and economic conditions (cost-effectiveness of biogas installation as well as the costs of gas grid connection). When the above requirements are fulfilled, the biomethane sale is ensured.

2. Parameters of biogas injected into the gas grid

In the Decree of the Minister of Economy from 24th of August 2011 the quality parameters for biogas injected into the gas grid are basically defined (the same as for natural gas), but they are a kind of guidelines only. National quality standard for biomethane injected into the gas grid are still missing. There are also no standards regulating the biogas quality measurement system. Under this conditions each planned biomethane production plant will have to be adapted to a technical specification of biomethane applied by the local grid operator.

In practice, the Distribution Grid Operator (OSD) establishes the parameters on the basis of the instruction for operation and exploitation of the distribution network (IRiESD) and submits them to the biogas producer in gas grid connection conditions. Due to the fact that OSD is responsible for providing customers gas of the quality set out in IRiESD it is unlikely that the requirements for biogas (biomethane) would be less stringent than for natural gas.

National standard should eliminate the uncertainty of quality requirements for biomethane plant operator, allow specific tuning for upgrading units and measurement tools, what subsequently leads to a reduction of the investment costs and costs of quality analyses. Defining the standard should finally lead to ensuring a stability of gas quality in the distribution grid.

The above arguments are also used in discussion regarding to European biomethane standard development process.

energii” i ciepła. Ten sposób zagospodarowania biogazu promowany jest poprzez krajowy system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia. Możliwość alternatywnego wykorzystania biogazu, poprzez wtłaczanie do dystrybucyjnej sieci gazowej, wprowadziła w 2010 roku jedna z nowelizacji ustawy Prawo Energetyczne. Rozporządzenie wykonawcze regulujące system wsparcia w postaci praw majątkowych do świadectw pochodzenia (tzw. „brązowe certyfikaty”) zostało ostatecznie podpisane przez Ministra Gospodarki 24 sierpnia 2011 roku.

Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne biogaz wtłaczany do sieci gazowej musi spełniać definicję biogazu rolniczego. Nie można wprowadzać do sieci gazu składowiskowego oraz biogazu pozyskiwanego w oczyszczalniach ścieków. Uszlachetniony biogaz często nazywany jest biometanem, gdyż w wyniku procesu uszlachetniania zawartość metanu wzrasta znacząco (nawet do > 99%).

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych ma obowiązek przyłączenia do sieci zainteresowanych podmiotów i zawarcia z nimi umowy o przyłączenie, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci oraz ubiegający się spełnia warunki przyłączenia. Ponadto operator systemu gazowego jest zobowiązany do odbioru biogazu rolniczego wytworzonego w instalacjach podłączonych bezpośrednio do sieci operatora, pod warunkiem spełnienia określonych parametrów jakościowych.

O możliwości wykorzystania biogazu w ten sposób decydować będą zatem czynniki natury technicznej (możliwości przyłączenia instalacji do sieci gazowej oraz spełnienie wymagań jakościowych dla biometanu) oraz ekonomicznej (opłacalność instalacji produkcji biogazu i przyłącza do sieci). Przy spełnieniu wymaganych warunków zbytu uszlachetnionego biogazu (biometanu) jest zapewniony.

2. Parametry biogazu wtłaczanego do sieci gazowej

Parametry jakościowe dla biogazu zostały określone we wspomnianym wyżej rozporządzeniu Ministra Gospodarki (identyczne z obowiązującymi obecnie dla gazu ziemnego). Jednocześnie nie ma obecnie w Polsce norm krajowych regulujących parametry jakościowe biogazu wtłaczanego do sieci oraz norm dotyczących systemu kontroli jakości. W rezultacie każda planowana instalacja produkcji biometanu musi zostać indywidualnie dostosowana do wymagań jakościowych odbiorcy.

W praktyce o przyjęciu paliwa gazowego do sieci dystrybucyjnej decydują parametry jakościowe określone w tzw. Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD), dostępnej na stronach każdego Operatora Sieci Dystrybucyjnej (OSD). Wymagania zawarte w IRiESD są wytycznymi, na podstawie których są określane wymogi jakościowe dla paliw gazowych w warunkach przyłączenia. Ponieważ OSD jest odpowiedzialny za zapewnienie odbiorcom gazu spełniającego wymogi jakościowe ustalone w IRiESD, jest mało prawdopodobne by wymagania dla biogazu były mniej restrykcyjne niż dla gazu ziemnego.

Table 1. Quality parameters* for gas fuel injected and transported in OSD distribution system

Tabela 1. Parametry jakościowe* dla paliwa gazowego wprowadzanego i transportowanego w systemie dystrybucyjnym OSD

Parameter	Unit	High methane natural gas system (E group)	Wyszczególnienie	j. m.	System gazu ziemnego wysokometanowego (grupy E)
Lower heating value	MJ/m ³	≥ 31	wartość opalowa	MJ/m ³	≥ 31
Wobbe number			liczba Wobbego		
- nominal	MJ/m ³	50.0	- nominalna	MJ/m ³	50.0
- scope	MJ/m ³	45 - 54	- zakres zmienności	MJ/m ³	45 - 54
H ₂ S content	mg/m ³	≤ 7	zawartość siarkowodoru	mg/m ³	≤ 7
Oxygen content	% (mol/mol)	≤ 0.2	zawartość tlenu	% (mol/mol)	≤ 0.2
Carbon dioxide content	% (mol/mol)	≤ 3	zawartość ditlenku węgla	% (mol/mol)	≤ 3
Mercury vapours	µg/m ³	≤ 30	zawartość par rtęci	µg/m ³	≤ 30
Dew point for 5,5 MPa 01.04 - 30.09	°C	≤ + 3.7	temp. punkt rosy wody dla 5,5 MPa od 01 kwietnia do 30 września	°C	≤ + 3.7
Dew point for 5,5 MPa 01.10 - 31.03	°C	≤ - 5.0	temp. punkt rosy wody dla 5,5 MPa od 01 października do 31 marca	°C	≤ - 5.0
Hydrocarbons dew point	°C	0	temp. punkt rosy węglowodorów	°C	0
Dust (particles diameter > 5µm)	mg/m ³	≤ 1.0	zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 5 µm	mg/m ³	≤ 1,0
Thiol sulfur	mg/m ³	≤ 16	zawartość siarki merkaptanowej	mg/m ³	≤ 16
Total sulfur	mg/m ³	≤ 40	zawartość siarki całkowitej	mg/m ³	≤ 40
Intensiveness of gas smell, detected in air in concentration of	% (V/V)	1.0	intensywność zapachu gazu wyczuwalna w powietrzu przy stężeniu	% (V/V)	1,0

*NPT except dew point/w warunkach normalnych za wyjątkiem temperatury punktu rosy wody

Source: IRIESD of Greater Poland Gas Company (Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o./IRIESD Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.

The experience of some European countries (e.g. Germany, Austria) shows that national standards for biomethane to the gas grid injection are often the same as for natural gas quality.

Polish quality parameters for gas fuel injected and transported in OSD distribution system, on the example of Greater Poland Gas Company (Wielkopolska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.) are shown in table 1. The key parameter is higher heating value – in all distribution systems in Poland it is required to be min. 38.0 MJ/m³.

As shown in the table, the CO₂ content in the fuel gas in the distribution grid cannot exceed 3% and 0.2% for oxygen. This is important when considering upgrading of biogas with a high content of hydrogen sulfide, which is typical for agriculture biogas. In this case biogas pre-treatment to decrease H₂S content is often performed using microbiological oxygen methods, which results in small amount of oxygen presence in biomethane outlet. Such strict oxygen content requirement can cause additional costs regarding to hydrogen sulfide treatment methods, as most of the biogas upgrading methods requires preliminary H₂S removal to the level of 150–300 ppm. Additionally, it should be taken into account that “EASEE-gas” (organization associating entities involved in the European gas industry) proposal for the coming years is to further reduce the oxygen content in natural gas, ultimately up to 10 ppm. Such oxygen level will be technically impossible to be achieved in biomethane.

3. Upgrading technologies

Raw biogas need to be cleaned and upgraded to the quality of natural gas in order to be injected to the gas distribution network or used as a fuel for NGV vehicles.

Biogas upgrading is a process of carbon dioxide removal from raw biogas, which increases the methane content. This process is accompanied by so called biogas cleaning: removal of hydrogen sulfide, moisture and traces of other compounds. Upgrading enables adjusting the biogas quality

Norma krajowa powinna wyeliminować niepewność operatora biogazowni co do wymogów jakościowych dla produkowanego paliwa gazowego, powinna również umożliwić standaryzację instalacji uszlachetniania oraz systemu pomiarowego, co przyczyni się do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych i kosztów analiz jakościowych. Wprowadzenie norm powinno docelowo prowadzić do zapewnienia stabilnej jakości biogazu.

Powyższe argumenty są przedstawiane również w dyskusji dotyczącej europejskiej normy jakościowej dla biogazu (biometanu).

Doświadczenie niektórych krajów europejskich (np. Austria, Niemcy) pokazuje, że często normy krajowe dla biometanu są tożsame z normami dla gazu ziemnego.

Polskie wymagania jakościowe dla paliw gazowych wprowadzanych i transportowanych w sieci dystrybucyjnej, na przykładzie Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o. podano w tabeli 1. Podstawowym parametrem jest wartość ciepła spalania, która we wszystkich systemach dystrybucyjnych w Polsce wynosi minimum 38,0 MJ/m³.

Jak wynika z tabeli, zawartość CO₂ w paliwie gazowym w sieci dystrybucyjnej nie może przekraczać 3%, a tlenu 0,2%, zatem istotne jest oczyszczenie biometanu w takim stopniu, aby odpowiadał tym wymaganiom. Ma to znaczenie w przypadku biogazu o wysokiej zawartości siarkowodoru, jakim jest biogaz rolniczy. W biogazowniach rolniczych stosuje się często wstępne oczyszczanie z H₂S metodami mikrobiologicznymi z użyciem tlenu, co powoduje jego obecność w uzyskanym biometanie. Tak restrykcyjne wymagania dotyczące zawartości tlenu mogą powodować dodatkowe koszty związane z odsiarczaniem, gdyż większość technologii uszlachetniania wymaga wstępnego odsiarczenia biogazu do poziomu 150–300 ppm. Należy tu również wspomnieć propozycję organizacji „EASEE-gas”, zrzeszającej firmy działające na europejskim rynku gazu ziemnego, rekomendującej zmniejszenie w kolejnych latach dopuszczalnej zawartości tlenu w gazie ziemnym, docelowo

parameters (calorific value as the most important) to high-methane natural gas quality.

In case study performed few available biogas upgrading technologies were considered and compared in terms of their applicability and cost effectiveness. As a result of inquiries sent, five European technology providers with three upgrading technologies were considered: water scrubbing (2 producers), amines washing (2 producers) and cryogenic separation (1 producer). Other technologies have been omitted due to lack of viable technical and financial data. Short description of the principle of operation for all the technologies is given below.

Water scrubbing (WS)

Water scrubbing upgrading technology is based on the difference in water solubility of methane and carbon dioxide, especially at lower temperatures. In the scrubber column carbon dioxide is dissolved in water, while the concentration of methane in the gas phase increases. The hydrogen sulfide removal process (via absorption) also takes place in the column. Technology involves the regeneration of aqueous solution in the desorption column by depressurizing or stripping process. Stripping is not recommended at higher hydrogen sulfide content as precipitating elemental sulfur causes the operating system problems.

Water technology is one of the most popular. Its advantages are: low investment costs, no additional chemicals and heat required, reasonable water consumption and heat recovery. The need to run the process under pressure (higher electricity demand) and methane content about 97–98% (insufficient in some cases) in outlet gas as well as about 1–2% methane losses can be reasons for reconsidering this technology application. The scheme of the technology is shown in the Fig. 1.

Amines washing (Am)

The amines washing upgrading technology is based on biogas purification by absorption and chemical binding of carbon dioxide in aqueous solutions of amines (mainly monoethanolamine – MEA or dimethylethanolamine –

do 10 ppm. Taka zawartość tlenu w przypadku biometanu może być technicznie nieosiągalna.

3. Technologie uszlachetniania biogazu

Surowy biogaz musi zostać oczyszczony i uszlachetniony do jakości gazu ziemnego aby można go było włączyć do gazowej sieci dystrybucyjnej bądź stosować jako paliwo do NGVs.

Uszlachetnianie jest procesem polegającym głównie na usuwaniu ditlenku węgla z mieszaniny wyjściowej, co powoduje zwiększenie zawartości metanu w uzyskanym gazie. Procesowi temu towarzyszy oczyszczanie biogazu z siarkowodoru, wilgoci oraz innych składników śladowych. Uszlachetnianie pozwala dostosować parametry jakościowe biogazu (przede wszystkim ciepło spalania) do parametrów wysokometanowego gazu ziemnego.

W niniejszym studium przypadku porównano kilka podstawowych technologii uszlachetniania biogazu do jakości biometanu, ze względu na możliwość zastosowania oraz koszty. Po uwzględnieniu odpowiedzi na zapytania ofertowe wybrano pięć firm europejskich dostarczających następujące technologie: absorpcja fizyczna w skrubkach wodnych (2 producentów), absorpcja chemiczna w roztworach amin (2 producentów) oraz separacja kriogeniczna (1 producent). Inne technologie zostały pominięte ze względu na brak danych technicznych i finansowych. Zasady działania oferowanych technologii zostały scharakteryzowane poniżej.

Skruker wodny (WS)

Technologia bazuje na różnicy rozpuszczalności w wodzie metanu i ditlenku węgla, szczególnie w niższych temperaturach. W kolumnie płuczki ditlenek węgla jest rozpuszczany w wodzie, natomiast stężenie metanu w fazie gazowej wzrasta. W kolumnie absorpcyjnej zachodzi również proces usuwania siarkowodoru. Technologia zakłada regenerację roztworu wodnego w kolumnie desorpcyjnej poprzez rozprężanie (*depressurising*) bądź przepuszczanie strumienia powietrza w przeciwnym kierunku (*stripping*).

Technologia wodna jest jedną z najczęściej stosowanych. Charakteryzują ją niskie koszty inwestycyjne, nie wymaga dostarczania ciepła do procesu oraz użycia chemikaliów, zakłada natomiast odzysk ciepła oraz minimalizację zużycia wody. Prowadzenie procesu pod ciśnieniem (wyższe zapotrzebowanie na energię elektryczną), zawartość metanu w gazie końcowym na poziomie 97–98% (czasem niewystarczająca) oraz straty metanu na poziomie 1–2% mogą być przesłankami do rozważenia innej technologii. Schemat działania instalacji przedstawiono na rys. 1.

Absorpcja chemiczna (technologia aminowa – (Am))

Technologia ta polega na oczyszczaniu biogazu poprzez absorpcję oraz chemiczne wiązanie ditlenku węgla w wodnych roztworach amin (najczęściej monoetanolaminy – MEA lub dimetyloetanolaminy – DMEA). Ze względu na wysoką selektywność reakcji CO₂ z aminami, proces jest

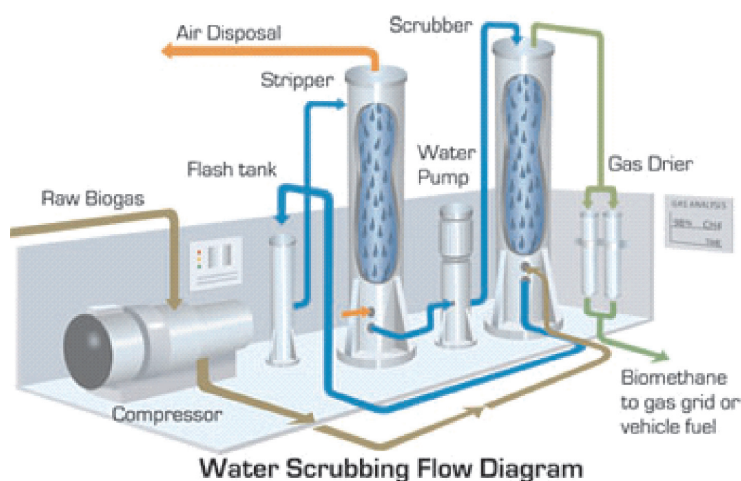


Fig. 1. Water scrubber technology scheme (source: <http://www.flotech.com/biogas.htm>)

Rys. 1. Schemat technologii wodnej (źródło: <http://www.flotech.com/biogas.htm>)

DMEA). Due to the high selectivity of the reaction of CO_2 with amines, the process is more efficient than physical absorption. The outlet gas contains min. 99% (up to 99.4%) of methane and the losses of methane can be reduced to $< 0.1\%$. The raw biogas is pre-purified on activated charcoal to reduce the sulfur content (even up to 0.5 ppm). To provide the economic efficiency of hydrogen sulfide removal process (activated carbon consumption) H_2S content in the upgraded biogas stream should not exceed 300 ppm. Higher H_2S content needs additional pre-treatment.

The process requires the use of heat, so the external heat source has to be assured. At the same time it does not require pressure, so only outlet gas has to be compressed (50–55% of raw biogas), which allows for significant energy savings. Amine solutions are regenerated by heating, heat recovery is provided. This technology should be considered when biomethane plant operator has the possibility of cheap source of heat usage. The practical experience is that as most anaerobic digesters (AD) have a boiler, this boiler can be ordered about 10% bigger and the additional heat is then taken for the upgrading. The additional cost for 10% extra capacity on a boiler is often negligible. The scheme of the technology is shown in Fig. 2.

Cryogenic separation (Cryo)

The cryogenic separation biogas upgrading system is based on four steps. First, biogas is pre-compressed to a pressure of 16–25 bars, then cooled to -25°C . This stage provides the removal of moisture, H_2S , SO_2 , halides, siloxanes and other contaminants. Then the purified gas is passed through a filter and a catalyst to remove residual contaminants to acceptable levels. At the end of the gas is cooled down to about -78°C . CO_2 liquified at this temperature is separated from the final product, which is biomethane. Carbon dioxide in liquid form, can be a valuable by-product. If the investor does not provide the use of CO_2 as an additional commercial product, it is used for energy recovery in the purification process. Heat exchange system allows the recovery of residual heat.

wydajniejszy niż absorpcja fizyczna. Otrzymywany gaz zawiera metan w ilości powyżej 99% (nawet 99,4%), a straty metanu można ograniczyć do $< 0,1\%$. Surowy biogaz jest wstępnie oczyszczany na węglu aktywnym w celu redukcji zawartości siarki (nawet do 0,5 ppm). Zakłada się, że aby proces usuwania siarkowodoru był efektywny ekonomicznie (zużycie węgla aktywnego) jego zawartość w strumieniu surowego biogazu nie powinna przekraczać 300 ppm. W przypadku zwiększonej zawartości H_2S potrzebna jest dodatkowa instalacja wstępnej очистки.

Proces wymaga użycia ciepła, zatem należy zapewnić zewnętrzne źródło ciepła, natomiast nie wymaga podwyższonego ciśnienia, zatem sprężany jest jedynie gaz opuszczający instalację (50–55% surowego biogazu) co pozwala na znaczną oszczędność energii. Roztwory amin regenerowane są poprzez ogrzewanie, część ciepła jest odzyskiwana. Warto rozważyć zastosowanie tej technologii w przypadku dostępu do taniego źródła ciepła. Najczęściej stosowane rozwiązanie według dostawcy technologii, to zakup kotła (niezbędnego do produkcji ciepła na potrzeby ogrzewania zbiorników fermentacyjnych) o 10% większego, a dodatkowe ciepło wykorzystywane jest na potrzeby instalacji uszlachetniania. Dodatkowy koszt inwestycyjny w tym wypadku jest pomijalny. Schemat technologii przedstawiono na rys. 2.

Separacja kriogeniczna (Cryo)

System uszlachetnia biogazu do jakości gazu ziemnego w czterech etapach. Biogaz jest wstępnie sprężany do ciśnienia 16–25 bar, następnie schładzany do -25°C . W tym etapie z biogazu usuwane są: wilgoć, H_2S , SO_2 , halogenki, siloksany i inne zanieczyszczenia. Następnie oczyszczony gaz przepuszczany jest przez filtr oraz katalizator dla usunięcia resztek zanieczyszczeń do akceptowalnego poziomu. Na końcu gaz jest schładzany do ok. -78°C . Wykroplony w tej temperaturze CO_2 jest oddzielany od produktu końcowego, którym jest biometan. Dinitlenek węgla usuwany w formie ciekłej, może stanowić wartościowy, uboczny produkt handlowy. Jeżeli inwestor nie przewiduje wykorzystywania CO_2 jako

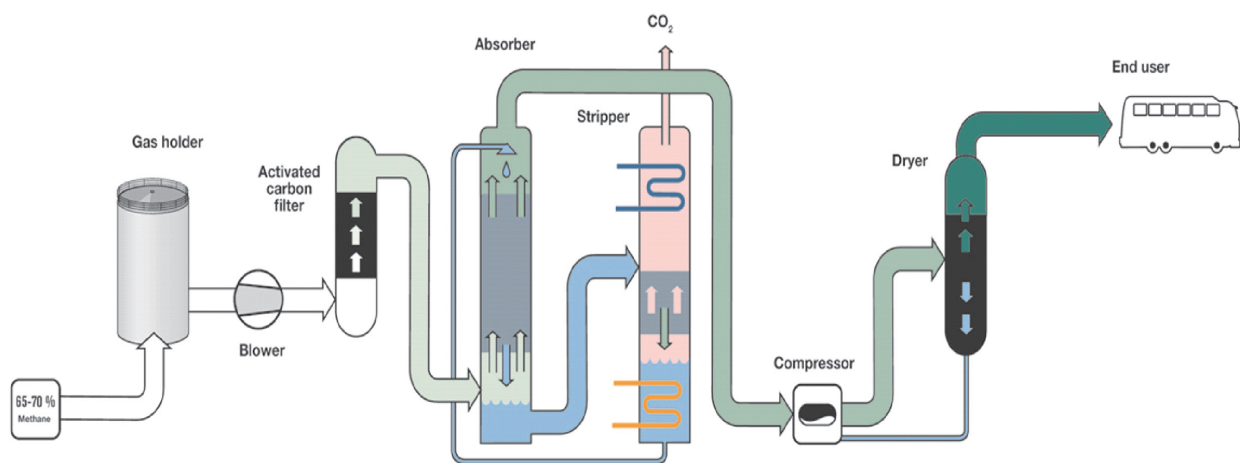


Fig. 2. Amines washing technology scheme (source: L. Zadura, Purac)

Rys. 2. Schemat technologii aminowej (źródło: prezentacja Purac, L. Zadura)

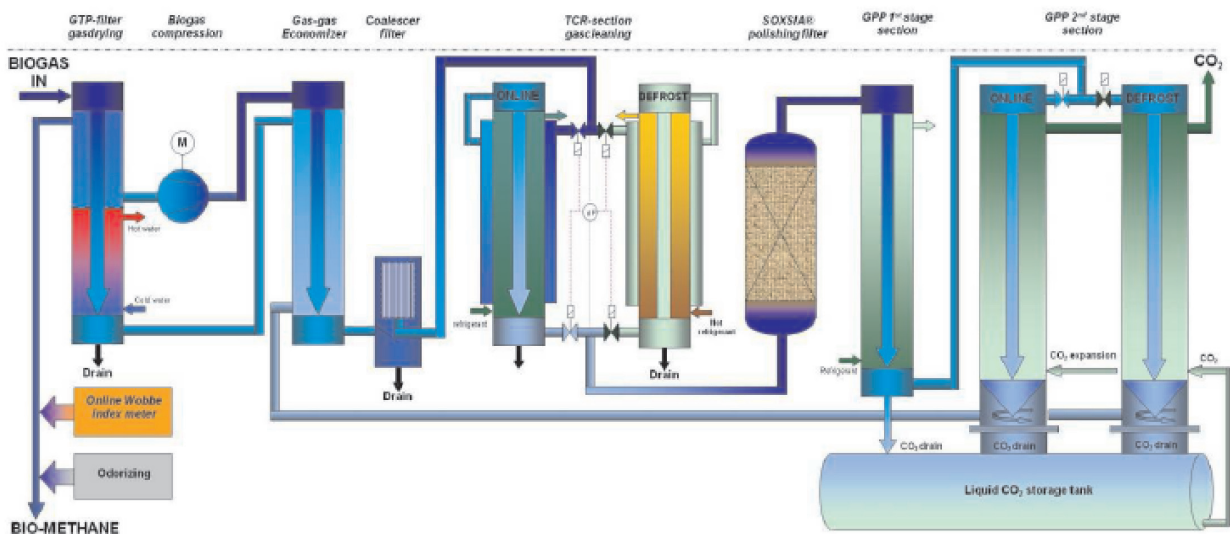


Fig. 3. Cryogenic technology scheme (source: <http://www.gastreatmentservices.com>)

Rys. 3. Schemat technologii kriogenicznej (źródło: <http://www.gastreatmentservices.com>)

This technology requires electricity only, so its price is the one of the core operation costs. Another one is individually negotiated remote plant monitoring and management. These two elements determine the profitability of this technology. Upgrading plant does not require operator supervision and service.

The process can be extended (subsequent cooling to about -162°C) and lead to liquefied biomethane production (LBM, a substitute of LNG).

The overview of the considered technologies is given in Table 2. In practice, the upgrading technology selection is dependant on the local conditions as well as perspectives for final biomethane use (e.g. the biomethane quality requirements of the customer).

4. A Polish case study for biomethane production

The Renewable Energy Department in the Automotive Industry Institute, performed a pre-feasibility study for an agriculture biogas plant with an upgrading facility. The capacity was about 10.65 million Nm^3 of raw biogas production per year (1200 Nm^3/h of raw biogas).

The economical and technical feasibility of the investment was performed for two options:

- for biomethane injection to the local gas distribution grid,
- for using compressed biomethane (CBM) for transportation fuel production.

All data concerning biogas production (fermentation) technology and costs were provided by a company interested in the investment. The biogas plant is based on mixed feedstock: cow manure and energy crops (maize silage).

Within the pre-feasibility study the biogas upgrading costs were estimated. On the basis of data provided by upgrading technology providers the investment and operation costs were compared. The results are given in Fig. 3 and 4. Two upgrading plant capacities: 500 and 1200 Nm^3/h (of raw biogas) was investigated for each upgrading technology.

dodatkowego produktu handlowego to wykorzystuje się go do odzysku energii w procesie oczyszczania. Układ wymiany ciepła umożliwia odzysk ciepła resztkowego.

Technologia kriogeniczna wykorzystuje jedynie energię elektryczną, stąd jej cena jest kluczowym kosztem operacyjnym instalacji. Drugim istotnym elementem jest negocjowany indywidualnie koszt usługi zdalnego zarządzania, monitoringu oraz serwisu instalacji. Dla operatora biogazowni instalacja jest bezobsługowa. Te dwa koszty decydują o opłacalności stosowania tej technologii. Schemat działania instalacji kriogenicznej przedstawiono na rys. 3.

Opisany proces można prowadzić dalej (chłodzenie do około -162°C), aż do otrzymania skroplonego biometanu (LBM), będącego substytutem LNG.

Tabela 2 zawiera zestawienie podstawowych informacji dotyczących rozważanych technologii. Osobno przedstawiono dane dla każdego z pięciu dostawców technologii. Ostateczny wybór technologii zależy jest od warunków lokalnych oraz końcowego wykorzystania biometanu (np. wymagania jakościowe odbiorcy biometanu).

4. Studium przypadku instalacji produkcji biometanu

W studium przypadku opracowanym w Zakładzie Odnawialnych Zasobów Energii w Przemysłowym Instytucie Motoryzacji rozpatrywano biogazownię rolniczą z instalacją uszlachetniania biogazu, o wydajności rocznej około 10,65 mln m^3 surowego biogazu (1200 Nm^3/h).

Przeprowadzono analizę ekonomiczną oraz techniczną inwestycji, dla dwóch rozwiązań:

- włączanie do gazowej sieci dystrybucyjnej,
- produkcja sprężonego biometanu (CBM) bezpośrednio na cele transportowe.

Wszelkie dane dotyczące kosztów oraz technologii produkcji biogazu (technologia fermentacji) dostarczyła firma potencjalnie zainteresowana inwestycją. W wariantcie

Table 2. The overview of main characteristics for the considered biogas upgrading technologies
Tabela 2. Zestawienie podstawowych informacji dotyczących technologii uszlachetniania biogazu

Upgrading technology Producer	Water Scrubbing (WS)		Amines washing (Am)		Cryogenic
	WS1	WS2	Am1	Am2	
Methane content after upgrading	98 % ± 1 %	97 %	99-99,4 %	98-99 %	94-98 %
Technology description	Solution of CO ₂ in water under pressure		Chemical reaction of CO ₂ with amines, pressureless process, high temperature		Pressurizing and cooling in 4 steps, liquid CO ₂ separation
Electricity demand: Specific (kWh/m ³ BG) Total (MWh/year)	0,221 2251,32	0,24 2428,69	0,13 1315,54	0,09 910,76	0,26 (0,34*) 2631,1
Heat demand: Specific (kWh/m ³ BG) Total (MWh/year) After heat recovery	- -	- -	0,65 6577,7 (1315,53)	0,6 6071,73 (4857,38)	- -
Heat recovery: Specific Total (MWh/year)	126,2 kW/h 1053,8	244,5 kW/h 2034,9	80 % 5262,2	20 % 1214,4	459 kW/h 3820
Additional reagents	water	water	amines	amines	-
Additional desulphurization unit (>200-500 ppm H ₂ S in inlet gas)	Recommended but not required	required			
Supervision by operator Remote monitoring and management	yes Yes/optional	200 h/y yes	200 h/year Yes, in service costs	0,5h/day Yes, in service costs	None - Remote**
availability (h)	8350	8322	8322***	8322	8322

Technologia uszlachetniania Producent	Skruber wodny (WS)		Absorpcja chemiczna (Am)		Technologia kriogeniczna Cryo
	WS1	WS2	Am1	Am2	
Zawartość metanu w gazie końcowym	98 % ± 1 %	97 %	99-99,4 %	98-99 %	94-98 %
Opis technologii	Rozpuszczanie CO ₂ w wodzie pod ciśnieniem		Chemiczne wiązanie CO ₂ w roztworach amin, proces bezciśnieniowy, wysoka temp.		Sprężanie i chłodzenie w 4 etapach; oddzielenie ciekłego CO ₂
Zużycie energii el: jednostkowo (kWh/m ³ BG) całkowite (MWh/rok)	0,221 2251,32	0,24 2428,69	0,13 1315,54	0,09 910,76	0,26 (0,34*) 2631,1
Zużycie ciepła: jednostkowo (kWh/m ³ BG) całkowite (MWh/rok) Z uwzględnieniem odzysku ciepła	- -	- -	0,65 6577,7 (1315,53)	0,6 6071,73 (4857,38)	- -
Odzysk ciepła: jednostkowo całkowite (MWh/rok)	126,2 kW/h 1053,8	244,5 kW/h 2034,9	80 % 5262,2	20 % 1214,4	459 kW/h 3820
Dodatkowe odczynniki	woda	woda	aminy	aminy	-
Dodatkowa instalacja odzyskania (>200-500 ppm H ₂ S w gazie wlotowym)	Zalecana ale nie wymagana	wymagana			
Nadzór operatora biogazowni Zdalny monitoring i zarządzanie	Tak tak/opcjonalnie	200 h/rok tak	200 h/rok Tak, w kosztach serwisu	0,5 h/dzień Tak, w kosztach serwisu	Brak - zdalny**
Czas pracy instalacji rocznie (h)	8350	8322	8322***	8322	8322

* when selling liquid CO₂
** included in service/maintenance costs, which have quite high share in total operation costs
*** 8385 h available with additional equipment

BG – surowy biogaz
* uwzględniając sprzedaż ciekłego CO₂
** wliczone w koszty serwisu i konserwacji, mającymi znaczny udział w całkowitych kosztach operacyjnych
*** można uzyskać 8585 h przy zakupie dodatkowego wyposażenia

Source: own study, on the basis of data supplied by upgrading technologies providers

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych dostarczonych przez producentów technologii uszlachetniania

The investment costs include the installation as well as transportation, civil works, commissioning and starting up the upgrading unit. As agriculture biogas is considered, also costs of additional desulphurization unit were included.

The specific operation costs are shown in Table 3.

On the basis of binding requirements and finally accepted support mechanisms (“brown certificates” system) the simplified economic analysis was performed for plant capacity of 1200 Nm³/h BG. The water scrubbing biogas upgrading technology was chosen. Biomethane production (98% CH₄) was assumed on the level of 5.26 million Nm³/year. The analysis was performed for biomethane sale price (to the gas

bazowym biogazownia wykorzystuje następujące substraty: gnojowica bydłowa oraz kiszonka kukurydziana.

W ramach wstępnego stadium wykonalności oszacowano koszty uszlachetniania biogazu. Na podstawie informacji dostarczonych przez producentów technologii uszlachetniania porównano koszty inwestycyjne i operacyjne dla dwóch wielkości instalacji: 500 i 1200 Nm³/h surowego biogazu. Wyniki analizy przedstawiono na rys. 4 i rys. 5.

W kosztach inwestycyjnych uwzględniono zakup, transport i posadowienie instalacji, jak również roboty ziemne, odbiory i rozruch. Ponieważ w studium rozpatrywany jest biogaz pochodzenia rolniczego, wliczono również koszty dodatkowej instalacji odsiarczania.

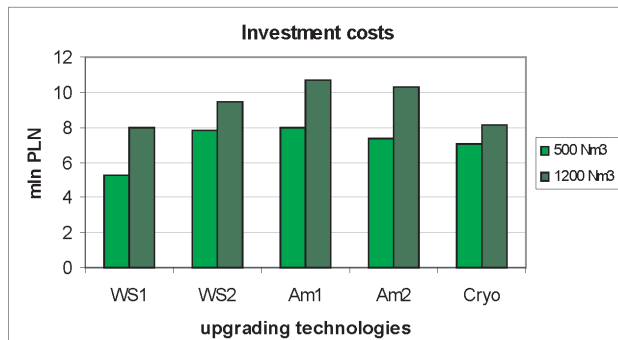


Fig. 4. Investment costs for selected upgrading technologies; WS – water scrubbing, Am – amines washing, Cryo – cryogenic separation

Rys. 4. Koszty inwestycyjne dla wybranych technologii uszlachetniania: WS – technologia wodna, Am – technologia aminowa, Cryo – separacja kriogeniczna

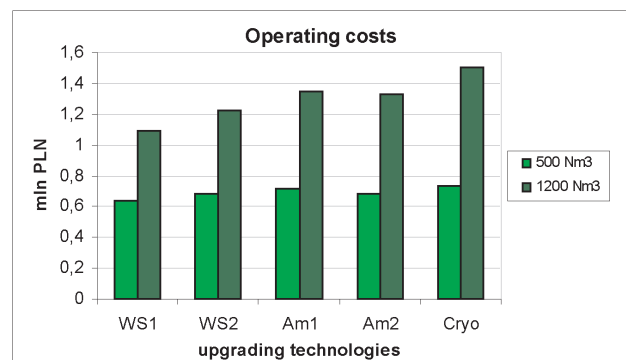


Fig. 5. Operating costs for selected upgrading technologies (yearly)
Rys. 5. Koszty operacyjne dla wybranych technologii uszlachetniania (rocznie)

Table 3. Specific operation costs for biogas upgrading

Tabela 3. Jednostkowe koszty operacyjne dla instalacji uszlachetniania biogazu

Specific operation costs/jednostkowe koszty operacyjne
Ca. 0.29–0.33 PLN/Nm ³ BM (500 Nm ³ /h BG) Ca. 0.19–0.26 PLN/Nm ³ BM (1200 Nm ³ /h BG)
Ca. 76–89 PLN/MWh (500 Nm ³ /h BG) Ca. 52–73 PLN/MWh (1200 Nm ³ /h BG)

BM – biomethane (~98% of CH₄)/biometan (~98% CH₄)

BG – raw biogas/surowy biogaz

grid operator) 0.85 PLN/Nm³. The brown certificates price was assumed on the level of 275 PLN/MWh.

Financial sources for the investment were defined as following:

- 25% own contribution,
- 40% UE grant,
- 35% investment credit.

The results of financial analysis are given in Table 4, indicated for two variants regarding the feedstock for biogas production:

- Basic variant (30% of cattle manure and 70% of maize silage).
- 20% of maize silage substituted with waste biomass.

Jednostkowe koszty operacyjne przedstawia tabela 3.

Na podstawie obowiązujących wymagań oraz przyjętego ostatecznie systemu wsparcia w postaci brązowych certyfikatów, przeprowadzono uproszczoną analizę ekonomiczną dla instalacji o wydajności 1200 Nm³/h surowego biogazu. Na potrzeby analizy wybrano technologię wodną. Produkcję biometanu (98% CH₄) przyjęto na poziomie 5,26 mln Nm³/rok. Analizę przeprowadzono dla ceny sprzedaży biometanu do sieci gazowej w wysokości 0,85 PLN/Nm³. Cenę brązowych certyfikatów przyjęto na poziomie 275 PLN/MWh.

Montaż finansowy inwestycji przedstawia się następująco:

- 25% wkład własny,
- 40% dotacja inwestycyjna,
- 35% kredyt inwestycyjny.

Wyniki analizy finansowej przedstawiono w tabeli 4, z uwzględnieniem dwóch wariantów związanych z doborem substratów:

- wariant bazowy (ok. 30% gnojowicy bydlęcej, 70% kiszonki kukurydzianej),
- 20% kiszonki kukurydzianej zastąpione biomasa odpadowa.

Wyniki analizy dla wariantu podstawowego (wariant 1) nie są atrakcyjne (wliczając dotację prosty okres zwro-

Table 4. Financial analysis results of the investment for biogas injection to the gas grid

Tabela 4. Wyniki analizy finansowej inwestycji dla opcji wtlaczania biometanu do sieci gazowej.

Variant	Net profit/zysk netto [PLN/year]	Return of investment/zwrot z inwestycji [%]	Simple payback period (SPP)/prosty okres zwrotu (SPP) [years]	SPP (including investment subsidy)/SPP (z uwzględnieniem dotacji) [years]	Financial Rate of Return/finansowa wewn. stopa zwrotu [Investment FRR/C]	Financial Rate of Return/finansowa wewn. stopa zwrotu [Capital FRR/K]
1.	1 113 727	4.03	24.83	9.70	-6	6.02
2.	2 089 372	7.55	13.24	6.18	2	13.89

For the basic variant (variant 1) the results are not encouraging (including the investment subsidy the simple payback period was almost 10 years). The greatest share in operation costs were maize silage, so there was another analysis performed for variant 2, with feedstock costs decreased by 20%. Such feedstock structure gives much better economic performance. This simulation shows the importance of feedstock selection and its great influence on the profitability of the whole investment.

5. Compressed biomethane (CBM) used for vehicles

If the biomethane is to be used as a CBM (compressed biomethane) for NGVs (instead being injected to the gas grid), the price for 1 Nm³ of biomethane (additional compressing up to 250 bars not included) should be at the level of 2.28 PLN in order to obtain the same level of net profitability (net profit) as presented in Table 4.

As the estimated price of biomethane of 2.28 PLN does not include additional compressing of biomethane, the CBM production costs would be in fact higher with regard to additional compressor equipment and energy required for compressing.

tu wynosi blisko 10 lat). Największy udział w strukturze kosztów operacyjnych miał zakup kiszonki kukurydzianej, zatem przeprowadzono analizę w wariantcie nr 2, w którym obniżono koszty pozyskania wsadu o 20%. Taka struktura substratu pozwala na uzyskanie znacznie lepszych wyników finansowych inwestycji. Symulacja ta pokazuje jak istotny jest dobór substratów, gdyż ma on ogromny wpływ na opłacalność całego przedsięwzięcia.

5. Produkcja biometanu na cele transportowe (CBM)

W przypadku produkcji biometanu bezpośrednio jako paliwa na cele transportowe (CBM), aby zysk netto kształtował się na poziomie porównywalnym z przedstawionym w tabeli 4, cena sprzedaży 1 Nm³ biometanu (bez uwzględnienia dodatkowego sprężania do 250 bar) powinna wynosić 2,28 PLN.

Ponieważ wyliczona cena CBM (2,28 PLN/Nm³) nie uwzględnia dodatkowych kosztów związanych ze sprężaniem biometanu, koszty otrzymania CBM będą znacznie wyższe ze względu na konieczność zakupu sprężarki oraz zużycia energii elektrycznej do sprężania.

One important issue is that biomethane use for transportation purposes is not eligible for any support system in Poland (e.g. no certificates of origin). This is a strong discouraging factor for biogas utilization as a vehicle fuel. Full competition with natural gas market causes its lower profitability than biomethane production for the gas grid injection.

Theoretically the biomethane could be sold at a CBM filling station located next to the biogas plant. However, the biogas plant considered for the calculations in the case study can produce over 5 million Nm³ of biomethane, which is an equivalent of about 50% of total natural gas volume used for transport purposes in 2010. Such large amount of biomethane cannot be sold at the site of biogas plant. Therefore, biomethane produced is required to be supplied to several filling stations or to one customer (with significant demand for CBM fuel).

Possible transportation solutions of biomethane from the biogas plant to the gas filling stations are:

- trailers (road transport),
- dedicated (local) pipeline.

One trailer can convey up to 3800 Nm³ of biomethane. For the installation described 3–4 trailers would be necessary. Biomethane is transported as a compressed gas in gas bottles system usually on the pressure of 250 bars. This generates high additional investment costs as well as operation costs connected with double compressing required: first when trailer is filled, second when the car is filled and gas pressure in the trailer (used also as a gas storage) decreases.

Dedicated pipeline (between biogas plant and the final customer) would be much more cost efficient solution, on the conditions of technical feasibility of the connection and reasonable distance from the customer. This solution is not flexible (no possibility to change the customer localization) and requires a long-term agreement with eg. public transport company.

Anyhow the transport issues are solved, the question of CBM price acceptable for the customer is crucial for considering such an investment. The CBM price should be on the level of CNG price or even lower, to provide the competitiveness of CBM fuel.

6. Conclusions

Due to the fact that biomethane for transport purposes is not supported under the Polish conditions (no available support system), it is unlikely that this kind of investment will be undertaken in Poland in the next years. Biogas use for combined heat and power production (CHP) and biomethane injection to the grid are offered dedicated support in the form of certificates of origin.

When considering the way of biogas use, limited possibilities of heat utilization as well as presence of natural gas grid are the factors suggesting production of biomethane and injecting it to the gas distribution grid. In present conditions it also seems to be the most reasonable way of biomethane as vehicle fuel use (a mix of biomethane and natural gas).

The need for regulations of biomethane quality is an urging issue. Such specification would ensure a greater

Należy zauważyć, że produkcja CBM na cele transportowe nie kwalifikuje się do żadnego systemu wsparcia w Polsce. Jest to czynnik znacznie obniżający zainteresowanie potencjalnych inwestorów takim wykorzystaniem produkowanego biogazu. Pełna konkurencja z rynkiem gazu ziemnego powoduje niższą rentowność niż w przypadku włączania do sieci gazowej.

Teoretycznie wyprodukowany biometan może być sprzedawany na stacji tankowania zlokalizowanej przy biogazowni. Jednakże instalacja rozpatrywana w niniejszym studium może produkować ponad 5 milionów Nm³ biometanu rocznie, co odpowiada blisko 50% całkowitego zużycia gazu ziemnego na cele transportowe w 2010 roku. Nie ma możliwości sprzedaży takiej ilości biometanu na stacji tankowania zlokalizowanej przy biogazowni. Stąd wyprodukowany biometan może być dostarczany do kilku stacji tankowania lub do jednego dużego odbiorcy. Zatem niezbędne jest wdrożenie rozwiązań odnośnie transportu biometanu. Na potrzeby studium rozważano następujące możliwości:

- trailery,
- dedykowana (lokalna) nitka gazowa.

Za pomocą trailera można jednorazowo przewieźć do 3800 Nm³ biometanu. Dla opisanej wyżej instalacji niezbędne byłyby trzy do czterech trailerów. Biometan jest w nich transportowany pod ciśnieniem (zazwyczaj 250 bar) za pomocą systemu butli. Takie rozwiązanie generuje znaczące koszty, zarówno inwestycyjne jak i operacyjne, związane z potrzebą podwójnego sprężania: podczas napełniania trailera oraz podczas tankowania samochodu, gdy ciśnienie w trailerze, pełniącym jednocześnie funkcję magazynu gazu, spada.

Gazociąg dedykowany (pomiędzy biogazownią a odbiorcą biometanu) jest znacznie tańszym rozwiązaniem, pod warunkiem technicznej wykonalności takiego przyłącza i niezbyt dużej odległości od odbiorcy. Jednocześnie jest to rozwiązanie mało elastyczne (brak możliwości zmiany odbiorcy bez budowy nowego gazociągu) i wymaga długoterminowych umów z wiarygodnym odbiorcą, np. zakładami komunikacji miejskiej.

Niezależnie od przyjętego rozwiązania transportowego, kluczowym czynnikiem determinującym opłacalność takiej inwestycji jest możliwość do uzyskania cena sprzedaży CBM. Cena ta powinna kształtować się na poziomie ceny CNG lub nawet niżej, aby zapewnić konkurencyjność w stosunku do CNG.

6. Wnioski

Zważywszy, że produkcja biometanu na cele transportowe jest w Polsce jedynym sposobem zagospodarowania biogazu, który nie podlega systemowi wsparcia, wydaje się mało prawdopodobne by tego typu inwestycje były realizowane w Polsce w ciągu najbliższych lat. Produkcja biogazu w celu produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz produkcja biometanu w celu włączania do sieci gazowej jest objęta systemem wsparcia w postaci świadectw pochodzenia.

Przy wyborze sposobu zagospodarowania wyprodukowanego biogazu potencjalny inwestor powinien wziąć pod

economic feasibility of projects implemented (installations standardization, lower risk) and establish better conditions for biomethane expansion.

uwagę obecność sieci gazowej w pobliżu instalacji, co przy jednoczesnej ograniczonej możliwości zagospodarowania ciepła, przemawia na korzyść produkcji biometanu i włączenia do sieci gazowej. W obecnych warunkach, wydaje się to również najlepszym sposobem na zastosowanie biogazu jako paliwa transportowego (w postaci mieszanki gazu ziemnego i biometanu pobieranej z sieci gazowej).

Podsumowując należy wspomnieć o potrzebie wprowadzenia norm regulujących jakość biometanu. Normy te powinny zapewnić lepszą ekonomikę inwestycji (standaryzacja instalacji, obniżenie ryzyka) oraz lepsze warunki dla ekspansji biometanu.

Bibliography/Literatura

- [1] Decree of Minister of Economy: Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 24 sierpnia 2011 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku potwierdzania danych dotyczących wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzonego do sieci dystrybucyjnej gazowej (Dz.U. Nr 187, poz. 1117).
- [2] Instruction of Greater Poland Gas Company (IRiESD Wielkopolskiej Spółki Gazownictwa Sp. z o.o.).
- [3] <http://www.flotech.com/biogas.htm>.
- [4] <http://www.gastreatmentservices.com>.
- [5] Zadura L.: Upgrading process for biogas to pure methane quality. Lund, 7th June 2011.
- [6] Petersson A., Wellinger A.: Biogas upgrading technologies – developments and inovations. IEA Bioenergy, Sweden, 2009.