

# Rozproszone systemy dystrybucji biogazu

Badania, projektowanie i rozwój





Sebastian KOZIOŁEK  
Andrzej BIAŁOWIEC  
Marek MYSIOR  
Mateusz SŁUPIŃSKI  
Mariusz PTAK  
Damian DERLUKIEWICZ

# Rozproszone systemy dystrybucji biogazu

Badania, projektowanie i rozwój



Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej  
Wrocław 2017

Monografia powstała w ramach projektu pt.: „Mobilna stacja zasilania oczyszczonym i skompresowanym biogazem”, nr LIDER/034/645/L-4/12/NCBR/2013, finansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

*Recenzent*

Adam Cenian

*Redakcja*

**Sebastian Koziółek**

Bartosz Pryda

Marek Mysior

Mateusz Słupiński

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej książki, zarówno w całości, jak i we fragmentach, nie może być reprodukowana w sposób elektroniczny, fotograficzny i inny bez zgody wydawcy i właścicieli praw autorskich.

© Copyright by Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2017

OFICYNA WYDAWNICZA POLITECHNIKI WROCŁAWSKIEJ

Wybrzeże Wyspiańskiego 27, 50-370 Wrocław

<http://www.oficyna.pwr.edu.pl>

e-mail: [oficwyd@pwr.edu.pl](mailto:oficwyd@pwr.edu.pl)

ISBN 978-83-7493-996-6

Druk i oprawa: beta-druk, [www.betadruk.pl](http://www.betadruk.pl)

# SPIS TREŚCI

|  |            |
|--|------------|
| <b>PODSTAWOWA TERMINOLOGIA</b> .....   | <b>4</b>   |
| <b>1. WYTWARZANIE I OBRÓBKA BIOGAZU</b> .....  | <b>5</b>   |
| 1.1 HISTORIA WYTWARZANIA I WYKORZYSTYWANIA BIOGAZU .....                               | 5          |
| 1.2 SKŁADNIKI I WŁAŚCIWOŚCI BIOGAZU .....  | 14         |
| 1.3 WARTOŚĆ ENERGETYCZNA BIOGAZU .....   | 38         |
| 1.4 PRZEBIEG FERMENTACJI METANOWEJ .....   | 39         |
| 1.5 TECHNOLOGIE PRODUKCJI BIOGAZU .....  | 45         |
| 1.6 PRZEGLĄD METOD UZDATNIANIA BIOGAZU.....  | 63         |
| <b>2. BADANIA WŁASNE WŁAŚCIWOŚCI BIOGAZU</b> .....                                     | <b>73</b>  |
| <b>3. WYKORZYSTANIE BIOGAZU DO PRODUKCJI ENERGII</b> .....                             | <b>83</b>  |
| 3.1 PODSTAWOWE WŁAŚCIWOŚCI PALIW STOSOWANYCH W SILNIKACH SPALINOWYCH .....             | 83         |
| 3.2 UKŁAD ZASILANIA SILNIKA SPALINOWEGO BIOGAZEM.....                                  | 90         |
| 3.3 PRODUKCJA OCZYSZCZONEGO BIOGAZU JAKO ŹRÓDŁA NAPĘDU SILNIKÓW SPALINOWYCH. ....      | 94         |
| 3.4 STOSOWANIE BIOGAZU W SILNIKACH SPALINOWYCH .....                                   | 94         |
| 3.5 WPŁYW BIOGAZU NA DZIAŁANIE KOTŁÓW KOGENERACYJNYCH .....                            | 97         |
| 3.6 KOTŁY GRZEWcze .....   | 97         |
| 3.7 PORÓWNANIE KOTŁÓW CENTRALNEGO OGRZEWANIA.....                                      | 103        |
| 3.8 WYSOKA SPRAWNOŚĆ GRZEWCA - TECHNIKA KONDENSACYJNA .....                            | 104        |
| 3.9 ZASILANIE W CIEPŁO I ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ OBIEKTÓW ROZPROSZONYCH .....              | 105        |
| 3.10 IDENTYFIKACJA WYMAGANYCH PARAMETRÓW BIOGAZU LUB GAZU ZIEMNEGO W NAJCZĘŚCIEJ ..... | 106        |
| 3.11 ZASTOSOWANIE MODUŁU KOGENERACYJNEGO .....   | 110        |
| <b>4. MODELOWANIE ROZPROSZONYCH PROCESÓW DYSTRYBUCJI BIOGAZU</b> .....                 | <b>114</b> |
| 4.1 MODELOWANIE BIZNESOWE .....  | 114        |
| 4.2 MODELOWANIE FUNKCYJNE.....   | 127        |
| 4.3 MODELOWANIE PROCESU KOMPRESOWANIA I PRZECHOWYWANIA BIOGAZU .....                   | 137        |
| 4.4 MODELOWANIE URZĄDZEŃ DO TRANSPORTU BIOGAZU .....                                   | 145        |
| <b>5. BADANIA EKSPERYMENTALNE PROCESU PRZECHOWYWANIA I KOMPRESOWANIA BIOGAZU</b> ..... | <b>161</b> |
| 5.1 BUDOWA MOBILNEGO STANOWISKA BADAWCZEGO .....                                       | 161        |
| 5.2 OPIS WYBRANYCH BADAŃ EKSPERYMENTALNYCH.....  | 166        |
| <b>6. PROGNOZOWANIE ROZWOJU RYNKU BIOGAZU</b> .....                                    | <b>171</b> |
| 6.1 PROGNOZOWANIE ROZWOJU RYNKU BIOGAZU W POLSCE.....                                  | 171        |
| 6.2 PROGNOZOWANIE ROZWOJU SYSTEMÓW DYSTRYBUCJI BIOGAZU W POLSCE.....                   | 184        |
| 6.3 PODSUMOWANIE PROGNOZY .....  | 192        |
| <b>SPIS AKTÓW PRAWNYCH</b> .....   | <b>198</b> |
| <b>BIBLIOGRAFIA</b> .....  | <b>204</b> |

## PODSTAWOWA TERMINOLOGIA

**Biogaz** — gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów (Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 stycznia 2015 r., Dz.U. 2015, poz. 478).

**Biogaz rolniczy** — gaz otrzymywany w procesie fermentacji metanowej surowców rolniczych, produktów ubocznych rolnictwa, płynnych lub stałych odchodów zwierzęcych, produktów ubocznych, odpadów lub pozostałości z przetwórstwa produktów pochodzenia rolniczego lub biomasy leśnej, lub biomasy roślinnej zebranej z terenów innych niż zaewidencjonowane jako rolne lub leśne, z wyłączeniem biogazu pozyskanego z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów (Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 stycznia 2015,r. Dz.U. 2015, poz. 478).

**Biometan** — biogaz uszlachetniony (oczyszczony i wzbogacony) do parametrów gazu ziemnego.

**Biomasa** — stałe lub ciekłe substancje pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, które ulegają biodegradacji, pochodzące z produktów, odpadów i pozostałości z produkcji rolnej i leśnej oraz przemysłu przetwarzającego ich produkty, oraz ziarna zbóż niespełniające wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym określonych w art. 7 rozporządzenia Komisji (WE) nr 1272/2009 z dnia 11 grudnia 2009 r. ustanawiającego wspólne szczegółowe zasady wykonania rozporządzenia Rady (WE) nr 1234/2007 w odniesieniu do zakupu i sprzedaży produktów rolnych w ramach interwencji publicznej (Dz. Urz. UE L 349 z 29.12.2009, str. 1, z późn. Zm.) i ziarna zbóż, które nie podlegają zakupowi interwencyjnemu, a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych, pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, w tym odpadów z instalacji do przetwarzania odpadów oraz odpadów z uzdatniania wody i oczyszczania ścieków, w szczególności osadów ściekowych, zgodnie z przepisami o odpadach w zakresie kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 stycznia 2015,r. Dz.U. 2015, poz. 478).

**Biodopady** — ulegające biodegradacji odpady z ogrodów i parków, odpady spożywcze i kuchenne z gospodarstw domowych, gastronomii, zakładów zbiorowego żywienia, jednostek handlu detalicznego, a także porównywalne odpady z zakładów produkujących lub wprowadzających do obrotu żywność (Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach Dz.U. 2013, poz. 21, z późn, zm.).

**Odpady ulegające biodegradacji** — odpady, które ulegają rozkładowi tlenowemu lub beztlenowemu przy udziale mikroorganizmów (Ustawa z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach Dz.U. 2013, poz. 21, z późn, zm.).

# 1. WYTWARZANIE I OBRÓBKA BIOGAZU

Biomasa, jak również bioodpady podlegać mogą transformacji w procesie fermentacji metanowej w biogaz, który stanowi nośnik odnawialnego źródła energii. Wytwarzanie biogazu zachodzić może zarówno w kontrolowanych, izolowanych warunkach reaktora biogazowni rolniczej, czy też biogazowni przetwarzającej odpady: osady ściekowe, odpady komunalne, jak również w warunkach quasi-naturalnych, gdzie intensywność procesów podlega jedynie autoregulacji i uzależniona jest w dużym stopniu od czynników atmosferycznych tak jak np. w składowiskach odpadów. Niemniej jednak różnorodność źródeł biogazu, różnorodność i dostępność surowców do jego produkcji, rozwiązań technologicznych i technicznych powodują, iż instalacje do jego wytwarzania, w porównaniu do energetyki zawodowej opartej na surowcach kopalnych, czy też biomase, są instalacjami o niewielkich mocach, przepustowościach, a cały system wytwarzania, transportu i energetycznego wykorzystania ma charakter rozproszony. Stwarza to trudności z efektywnym wykorzystaniem potencjału energetycznego biogazu. W niniejszym rozdziale przedstawione zostaną dane historyczne dotyczące wytwarzania biogazu, właściwości generowanego biogazu, rozwój technologii produkcji i uzdatniania biogazu do wymagań urządzeń jego utylizacji.

## 1.1 Historia wytwarzania i wykorzystywania biogazu

Pierwsze zapisane obserwacje biogazu datowane są jeszcze p.n.e. Obserwacje te związane są z biogazem powstającym na bagnach, które identyfikowano jako tzw. błędne ogniki, w wielu kulturach wiązane ze zjawiskami nadprzyrodzonymi. W XVII wieku Van Helmont odkrył, iż w trakcie rozkładu materii organicznej powstają gazy palne. Zjawisko to było dalej obserwowane i badane już w czasach nowożytnych przez Aleksandra Voltę, który w 1776 roku odkrył związek pomiędzy ilością rozkładanej materii organicznej, a ilością wytwarzanego biogazu [1]. Po zidentyfikowaniu przez Faradaya głównego składnika biogazu czyli metanu, rozpoczęto badania nad sposobem powstawania. Inne źródła podają, iż odkrycia głównego składnika palnego biogazu – metanu w latach 1804-1808 dokonali niezależnie dwaj badacze John Dalton oraz Humphrey Davy [2]. Francuski uczony Antoine Béchamp w 1868 roku jako pierwszy zidentyfikował mikroorganizmy jako warunek konieczny do przemiany etanolu w metan. Omeliański w 1890 roku wyizolował mikroorganizmy odpowiedzialne za produkcję wodoru, kwasu octowego i mąsłowego w trakcie fermentacji celulozy. Zaproponował także wyjaśnienie produkcji metanu jako reakcji redukcji CO<sub>2</sub> wodorem przy udziale mikroorganizmów [2]. Louis Pasteur w 1884 podjął próbę zaprojektowania procesu wykorzystania biogazu dla celów komunalnych – gazowego oświetlenia Paryża. W tym celu przeliczony został proces otrzymania biogazu z odchodów końskich fermentujących w temperaturze 35°C. Z 1 m<sup>3</sup> odchodów końskich otrzymał 100 dm<sup>3</sup> metanu [3]. Następnie w 1910 roku Sohngen potwierdził odkrycia Omeliańskiego. Dodatkowo wskazał on, iż fermentacja metanowa złożonych związków organicznych zachodzi w wyniku reakcji utleniania i redukcji, której efektem jest wytworzenie wodoru, dwutlenku węgla oraz kwasu octowego. Sohngen potwierdził także, iż metan powstaje w wyniku redukcji dwutlenku węgla wodorem. Dodat-

kowo przedstawił hipotezę, iż odrębnym źródłem metanu jest dekarboksylacja kwasu octowego. Teoria ta przez wiele lat budziła wiele kontrowersji, jednak w czasach obecnych uznawana jest za poprawną [2].

Początkowo odkrycia związane z opisem metanogenezy stosowane były w oczyszczaniu ścieków. W 1881 roku francuski inżynier Mouras zastosował fermentację metanową do oczyszczania ścieków w osadniku beztlenowym określanym mianem „automatic scavenger”, którego rozwinięciem z 1895 roku były osadniki gnilne „septic tank” wynalezione przez Camerona, oraz przepływowy osadnik Imhofa z 1905 roku [2]. W związku z relatywnie wysoką efektywnością oczyszczania ścieków oraz pozyskiwaniem palnego biogazu, w 1897 roku władze Exeter zdecydowały się wdrożyć beztlenowe oczyszczanie ścieków ujmowanych z terenu całego miasta. Dodatkową korzyścią było wykorzystanie wytwarzanego biogazu do oświetlenia ulic oraz do ogrzewania [4]. Uznać można zatem, iż pierwszą zarejestrowaną instalacją komunalnego wykorzystania biogazu były latarnie uliczne w Exeter. Wśród pierwszych instalacji pozyskiwania biogazu można wymienić tzw. zbiornik Imhoffa służący do pozyskania biogazu w odstojniku mechanicznego oczyszczania ścieków. Konstrukcja ta została zastosowana w Niemczech w zagłębiu Ruhry [3]. W 1923 biogaz wprowadzono do sieci komunalnej. W kolejnych latach biogaz wykorzystywany był w lokalnych centralach kogeneracyjnych do produkcji ciepła i elektryczności. Do II Wojny Światowej stopniowo ulepszane były rozwiązania przechowywania biogazu, mieszania i podgrzewania wsadu. Próby oczyszczania biogazu w celu sprężenia i wykorzystania do napędu pojazdów mechanicznych zostały podjęte już w 1930 roku [3].

*Tabela 1: Liczba dużych układów biogazowych (>2500 Mg/a) i całkowita ilość przetworzonych bioodpadów w Europie w 1997 roku [3]*

|                 | <b>Liczba układów biogazowych</b> | <b>Przetworzone bioodpady na rok [Mg]</b> |
|-----------------|-----------------------------------|---|
| Austria         | 10                                | 90 000                                    |
| Belgia          | 2                                 | 47 000                                    |
| Dania           | 22                                | 1 396 000                                 |
| Finlandia       | 1                                 | 15 000                                    |
| Francja         | 1                                 | 85 000                                    |
| Hiszpania       | 1                                 | 113 500                                   |
| Holandia        | 4                                 | 122 000                                   |
| Niemcy          | 39                                | 1 081 700                                 |
| Polska          | 1                                 | 50 000                                    |
| Szwecja         | 9                                 | 341 000                                   |
| Szwajcaria      | 10                                | 76 500                                    |
| Ukraina         | 1                                 | 12 000                                    |
| Wielka Brytania | 1                                 | 40 000                                    |
| Włochy          | 6                                 | 772 000                                   |
| <b>Suma</b>     | <b>108</b>                        | <b>4 241 700</b>                          |

Co ciekawe, technologie wytwarzania i wykorzystania biogazu były rozwijane nie tylko w krajach uprzemysłowionych. Ze względu na wysokie koszty pozyskania energii z innych źródeł, biologiczna produkcja metanu cieszyła się dużą popularnością w krajach



rozwijających. Zaznaczyć tu trzeba, iż głównym celem konwersji materii organicznej w biogaz było jego energetyczne wykorzystanie, przy czym prym wiodły tu Indie. Natomiast w krajach zachodnich w początkowym okresie wdrażanie instalacji biogazowych związane było raczej z oczyszczaniem, rozkładem ścieków, odpadów o wysokim ładunku materii organicznej. Przyjmuje się, iż pierwszą na świecie instalacją fermentacji metanowej, w której przetwarzano odpadki miejskie, była wybudowana w 1897 roku instalacja Matunga Leper Asylum w Mumbaju, z której wytworzony biogaz wykorzystywano do oświetlania miasta [5]. Pierwszą próbę budowy instalacji fermentacji gnojowicy podjęto w 1900 roku również w Mumbaju. Próba ta jednak się nie powiodła. Pierwszy sukces przyniósł rok 1937, kiedy to mikrobiolog Desai z Indian Agricultural Research Institute, wdrożył wyniki swoich prac badawczych [1].

W krajach zachodnich popularność produkcji biogazu rosła po II Wojnie Światowej do roku 1955, przy czym głównym celem było przetwarzanie odpadów o wysokich ładunkach materii organicznej. Przykładowo w pierwszej połowie lat 50-ych w Francji funkcjonowało około 1000 instalacji, od niewielkich układów osadników Imhoffa po przemysłowe instalacje produkcji biogazu [6]. Po roku 1955 wysokie wydobycie i niska cena ropy spowodowały regres w rozwoju biogazowni. Na przykład w Niemczech, z niewielkimi wyjątkami, zamknięto większość układów produkcji biogazu. W latach 70. XX wieku, z powodu wzrostu cen ropy biogaz wrócił do łask, przy czym głównym celem była dezodoryzacja odpadów, ścieków, gnojowicy o wysokim ładunku materii organicznej i wytworzenie nawozów organicznych. Jednocześnie w poszczególnych krajach np. Niemcy, Dania wprowadzone zostały regulacje dotyczące składowania odpadów, co sprzyjało wykorzystaniu ich w produkcji biogazu, a co za tym idzie we wzroście liczby i przepustowości instalacji beztlenowego przetwarzania odpadów, w porównaniu do innych państw europejskich (tabela 1). Zaznaczyć trzeba, iż równoległe technologie biogazowe, ze względu na prostotę oraz możliwość energetycznego wykorzystania biogazu zyskiwały w latach 70-ych XX wieku na popularności w krajach rozwijających się, wśród których wymienić można: Nepal, Pakistan, Bangladesz, Tajlandię, Malezję, Indonezję, Papua-Nową Gwineę, Filipiny, Fidżi, Egipt, Ugandę, Tanzanie, Etiopię, Zambię, Nigerię, Meksyk czy też Brazylię [1].

Kolejna fala rozwoju układów biogazowych miała miejsce po roku 2000. Wprowadzona ówczesnie w Niemczech regulacja w sprawie energii odnawialnej subsydiowała produkcję energii z biogazu. W rezultacie wkrótce powstało 1500 układów biogazowych w Niemczech, głównie w Bawarii [3]. Notowano szybki rozwój technologii biogazowych, gdyż już w roku 2012 w Niemczech funkcjonowało 4000 instalacji biogazowych o łącznej mocy zainstalowanej 1,5 GW [1]. W tym czasie prawo dotyczące energii odnawialnej zostało dostosowane w celu promowania powstawania małych układów biogazowych. Promowano te rozwiązania poprzez finansowanie projektów badawczych mających na celu rozwijanie technologii małych, „przydomowych” biogazowni rolniczych [7]. Co ciekawe w krajach rozwijających się, bez subsydiów państwowych, z powodzeniem wdrażane są małe systemy biogazowe przetwarzające ścieki, biodegradowalne odpady czy też odchody zwierząt. Przykładowo w latach 2004-2005 w Nepalu zainstalowano 17803 „przydomowych biogazowni”, których łącznie od roku 1992 powstało ponad 140 000. Podobnie w Wietnamie do roku 2006 zainstalowano 18 000 „przydomowych

biogazowni”, przy czym ich liczba wzrosła do 180 000 w roku 2012. Oczywiście niekwestionowanym liderem są Chiny, które już w roku 2005 posiadały ponad 2400 wielkoskalowych instalacji przetwarzania gnojowicy i pomiotu, a ponad 130 000 było w budowie. W zakresie małych instalacji w Państwie Środka, również obserwować można intensywny rozwój. Przykładowo w prowincji Syczuan do roku 2010 wybudowano ponad 5 milionów „prydomowych biogazowni” [1]. Paradoksalnie, główną przeszkodą w rozwoju technologii biogazowych, szczególnie tych małych dla indywidualnych gospodarstw może być wysoki stopień industrializacji, scentralizowane systemy kanalizacyjne, wymagania prawne uzyskiwania pozwoleń, decyzji oraz wysokie wymagania techniczne i technologiczne wymuszone stosowaniem zaawansowanych technologicznie systemów, które są rekomendowane jako najlepsze dostępne techniki [8].

Odrębnym źródłem biogazu są składowiska odpadów, przy czym podobnie jak w przypadku instalacji biogazowych związanych z oczyszczaniem ścieków, przetwarzaniem osadów ściekowych oraz instalacji przetwarzających biomasę rolniczą, w przypadku składowisk odpadów obserwować można swoistą ewolucję. W najbardziej prymitywnej formie, dawniej w krajach rozwiniętych, niestety do dziś w krajach rozwijających się, składowanie polegało na wyrzucaniu, wysypywaniu odpadów w przypadkowe, nieprzygotowane miejsca, zazwyczaj będące w pewnym oddaleniu od siedzib ludzkich i w zagłębieniu terenu. Były i są to tzw. „dzikie wysypiska”. Dość szybko zdano sobie sprawę z zagrożeń związanych z taką praktyką. Przede wszystkim chodziło o zagrożenie sanitarne, nadmierny rozwój populacji owadów, gryzoni. Dodatkowym, poważnym oddziaływaniem na środowiska dzikich składowisk były pożary odpadów oraz zanieczyszczenie wód podziemnych i powierzchniowych odciekami. Chcąc ograniczyć szkodliwe oddziaływanie niekontrolowanych wysypisk, stopniowo rozpoczęto wdrażanie technicznych rozwiązań ograniczających negatywny wpływ odpadów. Z czasem rozwiązania te nabrały charakteru technicznych wymogów prawnych budowy składowisk. Głównie, rozwiązania te dotyczyły:

- izolacji dna składowiska,
- budowy systemu drenażowego w celu ujęcia i odbioru powstających odcieków,
- budowy systemu odgazowania,
- odbioru i wykorzystania powstającego biogazu w celu ograniczenia emisji gazów cieplarnianych oraz odorów,
- układania pośrednich warstw izolacyjnych, w celu poprawy warunków składowania,
- zabezpieczenia przed rozwiewaniem odpadów lekkich,
- kompaktowania odpadów, w celu zwiększenia chłonności składowiska oraz ograniczenia zjawiska osiadania hałdy.

W końcu po zakończeniu eksploatacji składowiska wprowadzono wymóg jego rekultywacji. Taki typowy obraz składowiska odpadów, funkcjonował i funkcjonuje do dziś. W wyniku prowadzonych badań na przestrzeni lat stwierdzono, iż zachodzące w tak przygotowanej kwaterze składowania odpadów procesy są mało efektywne oraz mają zazwyczaj charakter niekontrolowany – brak jest możliwości monitoringu oraz sterowania procesami przez operatora składowiska. Dotyczy to przede wszystkim procesów produkcji

biogazu oraz kontroli produkcji i zagospodarowania odcieków. Na składowiskach instalowano systemy do odbioru biogazu, jednak dość szybko wyliczono, iż ze względu na takie błędy jak: zbyt długi czas zapełniania kwatery (powyżej 2 lat), zbyt mała masa odpadów (za małe składowisko < 20000 Mg/rok), usypywanie hałdy odpadów od razu na całą powierzchnię kwatery, niestosowanie warstw izolacyjnych, ilość ujmowanego biogazu nie przekraczała 50 % potencjału produkcji biogazu składowiska. Nawet dziś, projektanci przyjmują, z góry, współczynnik ilości ujmowanego biogazu na poziomie od 100 do 200 m<sup>3</sup>/Mg odpadów, co stanowi około 25-35 % potencjału produkcji biogazu. Dodatkowo, ze względu na brak izolacji powierzchni hałdy oraz zbyt małą masę zdeponowanych odpadów jakość biogazu pod względem energetycznym jest niska. Często, zawartość metanu nie przekracza 40 % udziału w biogazie. Z tych względów najpierw głównie w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, a następnie w innych krajach rozwiniętych rozpoczęto stosowanie technologii, która miała rozwiązać przedstawione wyżej problemy, technologii określanej mianem „dry tomb – suchy grób”. Polega ona na szybkim (mniejszym niż 2 lata) usypaniu kwatery składowania, wyposażonej w izolację dna, system odbioru biogazu, a następnie przykryciu hałdy odpadów nieprzepuszczalną, najczęściej sztuczną (geomembrana, bentomata) warstwą uszczelniającą. Zabieg ten ma na celu ograniczenie dostępu wód opadowych do wnętrza złoża odpadów, przez co z czasem ilość powstających odcieków zredukowana jest niemal do zera, oraz całkowite ujęcie i wykorzystanie powstającego biogazu. Izolacja zapewnia również szybkie pojawienie się warunków beztlenowych w całym przekroju złoża odpadów. W pierwszych latach eksploatacji takich obiektów obserwowano bardzo istotną poprawę sytuacji. Poprawie uległy warunki składowania, tj. kwatery zapełniane były szybko, uciążliwość zapachowa była niewielka, a ilość odcieków malała z każdym rokiem. Obserwowano także wzrost stężenia metanu w biogazie, ze względu na odcięcie dostępu tlenu do złoża odpadów. Samego biogazu było również więcej ze względu na ograniczenie strat przez niekontrolowaną emisję. Z czasem jednak, obserwowano spadek produktywności złoża, wynikający z wysuszenia odpadów. Ograniczenie dostępu wód opadowych, przy jednoczesnych początkowo intensywnych przemianach biologicznych spowodowało wyczerpanie zasobów wody w odpadach, a przez to ograniczyło szybkość przemian fermentacyjnych. Efektem tego był spadek efektów ekonomicznych związanych z obniżeniem energetycznego wykorzystania biogazu oraz zatrzymaniem procesów stabilizacji odpadów. W międzyczasie na składowiskach, również tych typu „suchy grób” rozpoczęto stosowanie recyrkulacji odcieków do wnętrza hałdy odpadów. Głównym celem recyrkulacji było zwiększenie wilgotności złoża, dostarczenie mikroorganizmom substancji biogennej, głównie azotu oraz zaszczepienie odpadów mikroorganizmami beztlenowymi, których przetrwalniki znajdują się w odciekach. Dzięki temu przyspieszono produkcję biogazu i skrócono procesy biostabilizacji do około 10-20 lat. Po tym okresie produktywność biogazu znacznie spada. Równoległe do technologii składowania rozwijane były inne technologie przetwarzania odpadów komunalnych, głównie dotyczyło to mechanicznego przetwarzania, biologicznego przetwarzania, termicznego przetwarzania oraz wzajemnych kombinacji wymienionych sposobów. W krajach europejskich, głównie w Niemczech, Austrii, Włoszech szczególnym zainteresowaniem cieszą się technologie mechaniczno-biologicznego

zagospodarowania odpadów. Efektem procesów mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów jest:

- obniżenie masy i objętości odpadów oraz wzrost ich gęstości nasypowej,
- obniżenie zawartości składników biodegradowalnych w odpadach,
- obniżenie potencjału emisji zanieczyszczeń – obniżenie wymywalności zanieczyszczeń do odcieków, ograniczenie produkcji biogazu, zmniejszenie emisji odorów,
- możliwość pozyskania surowców wtórnych, w tym frakcji palnej (głównie odpady lekkie, opakowaniowe) kierowanej następnie do odzysku energetycznego,
- zmniejszenie procesów osiadania hałdy składowanych odpadów.

Mechaniczno-biologiczne przetwarzanie odpadów może być skonfigurowane w różny sposób w zależności od stawianych celów. Głównie jednak zaznaczają się dwa układy:

- w pierwszej kolejności przeprowadza się mechaniczne frakcjonowanie i homogenizację, a następnie frakcje podatne na rozkład biologiczny poddaje się przemianom biochemicznym,
- odpady zmieszane poddawane są procesom biologicznym, a następnie, na drodze mechanicznego sortowania wydzielane są z nich frakcje użytkowe.

Nie ma tu uniwersalnego, najlepszego sposobu, który powinien być stosowany. Jak wspomniano, konfiguracja zależy od warunków lokalnych, właściwości odpadów, stawianych celów środowiskowych i ekonomicznych. Procesy biologiczne mogą mieć charakter tlenowy (kompostowanie, stabilizacja tlenowa, biosuszenie) lub beztlenowy (fermentacja metanowa). W każdym jednak przypadku procesy biologiczne prowadzone są w warunkach kontrolowanych tj. w bioreaktorach.

Odpady po mechaniczno-biologicznym przetwarzaniu nie mogą być mieszane z innymi odpadami. Odpady nie mogą być również mieszane z innymi odpadami przed składowaniem w celu obniżenia wymaganych parametrów do składowania. Stąd też powstał kolejny typ składowisk – składowisk MBP lub też sustainable landfill – składowisko zrównoważone (o niskim oddziaływaniu), a więc instalacji, gdzie deponowane są stabilizaty, tj. materiał ustabilizowany po procesach mechanicznego i biologicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych. W wyniku separacji wielkościowej, materiałowej oraz stosowanych procesów biologicznych powstają odpady, które z założenia powinny charakteryzować się stabilnością biologiczną oraz niską wartością opałową. Jest to nowy typ odpadów, który w przypadku braku możliwości zastosowania procesów odzysku, powinien być kierowany do składowania [9]. W ostatnich 30 latach powstała jednak nowa koncepcja prowadzenia przemian biologicznych w składowiskach typu „bioreaktor”. Genezą technologii składowisk bioreaktorów były doświadczenia zdobyte podczas pierwszych prób z recykulacją odcieków na składowiskach odpadów. Najprostszym sposobem zagospodarowania *in-situ* odcieków jest ich recykulacja na hałdę odpadów [10]. Składowiska bioreaktory (w polskiej nomenklaturze pewną modyfikacją składowisk bioreaktorów były przyzmy energetyczne) konstruowane i eksploatowane są w celu przyspieszenia procesów stabilizacji biologicznej materii organicznej w odpadach oraz intensyfikacji produkcji biogazu. Głównie osiągnięte jest to poprzez recykulację odcieków. Recykula-

cja odcieków zapewnia utrzymanie wilgotności odpadów bliskiej pojemności wodnej odpadów oraz dostarcza mikroorganizmom niezbędne związki biogenne [11]. Keefe, Chynoweth (2000) [12] wykazali, że recykulacja odcieków jest efektywną metodą zwiększenia produkcji biogazu, ponieważ odpływ z reaktora zawiera odcieki o wysokiej zasadowości oraz zaadaptowaną do przemian beztlenowych mikroflorę. Nawadnianie złoża prowadzi się przez system recykulacji odcieków. System nawadniania składa się z drenażu ujęcia odcieków, zbiornika retencyjnego, pompowni, drenażu rozprowadzającego odcieki w składowisku bioreaktorze. Stosowane są różne techniki recykulacji (nawadnianie powierzchniowe, poletka nawadniające, drenaże rozsączające). Doświadczenia wykazały, że najlepiej sprawdzają się drenaże rozsączające umieszczone w górnej warstwie odpadów o miąższości od 3–5 m, pod izolacją przykrywającą. Rozwiązanie takie zapewnia równomierność rozprowadzenia odcieków, a co za tym idzie równe nawodnienie odpadów oraz szczelność przykrycia hałdy bioreaktora. Recykulacja odcieków jest korzystna. Powoduje zaszczepienie mikroorganizmami nowych warstw odpadów przyspieszając wdrożenie procesów metanogenezy, obniża stężenia zanieczyszczeń występujących w odciekach do poziomu wymaganego przez oczyszczalnię ścieków (w przypadku odprowadzania do nich nadmiaru odcieków), umożliwia utrzymanie stałego przepływu wód przez masę stabilizowanych odpadów, przyspiesza procesy osiadania hałdy, intensyfikuje procesy produkcji biogazu, przyspiesza procesy stabilizacji materii organicznej w odpadach, powoduje wymycie zanieczyszczeń z odpadów, obniża zagrożenia pożarem oraz emisję pyłów do atmosfery [13]. Zaobserwowano, iż intensywna recykulacja odcieków w składowisku bioreaktorze powoduje stopniowy wzrost stężenia azotu amonowego w odciekach, co spowodować może inhibicję procesu metanogenezy. Z tego względu prowadzone są prace badawczo-rozwojowe, głównie związane z usuwaniem nadmiaru azotu amonowego z odcieków [14] przez wdrożenie nityfikacji w zewnętrznym reaktorze stanowiącym część systemu recykulacji [15]. Możliwe jest także usunięcie azotu z recykulowanych odcieków in-situ w składowisku bioreaktorze. Konieczna jest jednak budowa i eksploatacja składowiska jako bioreaktora hybrydowego. Wykazano, iż zastosowanie stref o zmiennych warunkach oksydacyjno-redukcyjnych w masie odpadów umożliwia równoczesne prowadzenie nityfikacji i denityfikacji, a przez to usunięcie nadmiaru azotu z recykulowanych odcieków [16]. Innym rozwiązaniem jest poddanie odcieków oczyszczaniu bezpośrednio na terenie w obrębie składowiska bioreaktora. Stosowane są różnorodne technologie. Jednym z rozwiązań jest stosowanie systemów hydrofitowych oczyszczania odcieków przed ich ponowną recykulacją [17]. Głównym celem jest nityfikacja azotu amonowego.

Składowiska bioreaktory stosowane są na świecie głównie w USA, Kanadzie, Nowej Zelandii, Australii, ale także w krajach europejskich: Wielkiej Brytanii, Włoszech, Francji, czy też ostatnio uruchomiona tego typu instalacja pod Helsinkami w Finlandii [18]. Obiekty takie budowane były również w Polsce.

W Polsce przyjęło się projektować składowiska bioreaktory jako tzw. przyzmy energetyczne wg stałego schematu, w którym zakładano, iż budowane przyzmy posiadają ujednolicone wymiary. Wg Barana i Turskiego (1999) [19] do powstania przyzmy energetycznej potrzebny jest teren o wymiarach 55 na 85 m oraz wykop o głębokości 2 m pod po-

ziomem terenu. Wysokość pryzmy wynosi 9 m nad poziomem terenu. Naturalne, uszczelnione podłoże, o niskim współczynniku wodoprzepuszczalności ( $k=10^{-9}$  m/s), stanowi idealne warunki na umiejscowienie pryzmy. Pryzmę zabezpiecza się także od góry, aby zapewnić optymalne uszczelnienie, które będzie stanowić barierę przed opadami atmosferycznymi, a zarazem zbyt intensywnym nawodnieniem odpadów. Uszczelnienie zapobiega także przed emisją gazów na zewnątrz oraz zatrzymaniem wilgoci wewnątrz korpusu pryzmy. Do uszczelnienia można zastosować także geowłókninę. W dolnej części pryzmy układa się drenaż wód odciekowych, natomiast w górnej części instaluje się dwa systemy rur. Pierwszy system perforowanych rur stalowych służy do zbierania gazu uzyskanego w procesach rozkładu związków organicznych, zaś drugi system rur odpowiada za wprowadzanie do bioreaktora wód odciekowych w celu poprawienia przebiegu procesu.

Pryzmę kształtuje się poprzez sukcesywne układanie odpadów, które są od razu przykrywane. Odpady łączone są ze sobą tworząc pryzmę. Kolejnym sposobem formowania pryzmy jest ciągle gromadzenie odpadów, aż do wystarczającej ilości odpadów do stworzenia pryzmy. Po uformowaniu pryzmy oraz jej przykryciu rozpoczyna się eksploatacja pryzmy. Stwierdzono, że całkowity czas rozpadu odpadów w pryzmie wynosi od 4 do 5 lat. Po 5 latach eksploatacji, pryzmę, rury i studzienki służące do odgazowania pryzmy powinno się zdemontować. Odpady, które po okresie eksploatacji pozostały w pryzmie powinny zostać wykorzystane jako kompost i paliwo alternatywne. Pozostała frakcja odpadów nienadająca się na kompost powinna zostać spalona lub składowana na innym składowisku [19]. Takie były założenia technologiczne pryzm dostarczanych przez szwedzką firmę SWECO.

Z opisem pryzm energetycznych spotkać się można także w innym opracowaniu [20], w którym pryzma energetyczna ma wymiary około 20-55 na 50-85 metrów, usytuowana jest na ubitym podłożu oraz jest zabezpieczona izolacyjną warstwą, która zrobiona jest ze szczelnego oraz nieprzepuszczalnego materiału. Warstwa, która pokrywa pryzmę ma grubość około 30 cm. Ważnymi czynnikami przy eksploatacji pryzmy są wilgotność oraz temperatura, która do zapewnienia odpowiednich procesów powinna wynosić 35°C. Wytworzony gaz podczas procesu fermentacji odprowadzany jest wewnątrz pryzmy poprzez system stalowych rur perforowanych przy pomocy ssącej pompy. Cały proces, który zachodzi wewnątrz pryzmy trwa od 2 do 5 lat. Czas ten zależy od charakterystyki odpadów tworzących pryzmę energetyczną, uzyskanej temperatury procesu, wilgotności oraz pH. Uzyskana energia w czasie całej eksploatacji pryzmy z 1 tony odpadów wynosi około 800 kWh. Możliwe jest także zastosowanie przy procesie fermentacji odwodnionych osadów ściekowych i wtedy wartość energetyczna wzrasta do 1000 kWh na tonę odpadów [20].

W Polsce dotychczas pryzmy energetyczne wybudowano w Zakurzewie koło Grudziądza, w Elblągu oraz w miejscowości Zawierz-Rudłowo koło Braniewa. Były to obiekty opracowane przez szwedzką firmę SWECO, zgodne z powyżej opisanymi parametrami technologicznymi. Zostały one opisane w literaturze przedmiotu [10]. Niestety, ze względu na zbyt małe rozmiary oraz błędy eksploatacyjne wynikające z nieprzestrzeżenia określonego przez dostawcę technologii reżimu eksploatacyjnego, pryzmy tego typu nie spełniły założonych oczekiwań.

W Zakurzewie zdecydowano się zmodyfikować technologię SWECO poprzez zwiększenie chłonności pryzmy z 20 000 Mg do 100 000 Mg. Jak pokazały badania pięciokrotny wzrost chłonności pryzmy spowodował poprawę warunków termicznych w pryzmie i wzrost intensywności produkcji biogazu. Temperatura w pryzmie SWECO była na podobnym poziomie jak temperatura otoczenia w zakresie 19-22°C, natomiast warunki w pryzmie zmodyfikowanej charakterystyczne były dla fermentacji mezofilowej w dolnej strefie pryzmy aż do termofilowej w przypowierzchniowej [21]. Uzyskane wyniki badań potwierdzają amerykańskie doświadczenia [22]. Niemniej jednak, ze względu na przedstawione błędy projektowe i eksploatacyjne, technologia pryzm energetycznych nigdy nie działała prawidłowo i nie została doprowadzona do końca - pryzmy nie zostały rozkopane. Poddano je natomiast rekultywacji, przez co posiadają one status składowiska bioreaktora.

Bioreaktor jest to urządzenie umożliwiające prowadzenie procesów mikrobiologicznych, skonstruowane w sposób umożliwiający, poprzez pomiar i regulację parametrów, kontrolę procesu produkcyjnego i jego optymalny przebieg. Głównym zadaniem bioreaktora jest zatem zapewnienie jak najlepszych parametrów, dzięki którym będzie możliwa intensyfikacja poszczególnych procesów biologicznych. Składowisko odpadów jest reaktorem, jeśli spełnia następujące warunki: odcieki są recyrkulowane na złożu odpadów, temperatura w złożu jest utrzymywana na poziomie zbliżonym do optymalnego dla organizmów mezo- lub termofilowych, co wymaga zaprojektowania systemów do podgrzewania zwracanych odcieków. Technologię składowisk bioreaktorów z sukcesem wdrażano w krajach wysokorozwiniętych. Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska identyfikuje 3 rodzaje składowisk bioreaktorów, które scharakteryzowano poniżej:

1. **Składowisko bioreaktor beztlenowy** - w składowisku bioreaktorze beztlenowym wilgotność odpadów utrzymywana jest poprzez kontrolowaną recyrkulację odcieków i innych substancji ciekłych. Biodegradacja zachodzi w warunkach braku tlenu, w wyniku czego powstaje bogaty w metan biogaz, który jest ujmowany i wykorzystywany energetycznie.
2. **Składowisko bioreaktor tlenowy** - w składowisku bioreaktorze tlenowym odcieki są ujmowane systemem drenażowym, pompowane do zbiorników retencyjnych a następnie, w sposób kontrolowany, recyrkulowane do masy odpadów. Powietrze wtłaczane jest poprzez system pionowych lub poziomych przewodów w całym przekroju składowiska w celu promocji rozwoju mikroorganizmów tlenowych i przyspieszenia procesów biostabilizacji odpadów.
3. **Składowisko bioreaktor hybrydowy** (tlenowo-beztlenowy) - umożliwia uzyskanie szybkiej stabilizacji odpadów w wyniku zastosowania sekwencyjnych warunków tlenowych i beztlenowych w masie odpadów znajdujących się w przypowierzchniowej warstwie przekroju składowiska oraz ujęcie generowanego biogazu ze stref zlokalizowanych w głębszych częściach składowiska. Podobnie jak w przypadku pozostałych dwóch wariantów recyrkulacja odcieków jest również implementowana. Składowiska bioreaktory hybrydowe umożliwiają krótszy czas potrzebny do dojścia do fazy metanogenezy niż beztlenowe [22]. Są jednak trudniejsze w eksploatacji.

Składowiska bioreaktory tlenowe w stosunku do beztlenowych posiadają następujące zalety: szybsza stabilizacja i osiadanie odpadów w złożu oraz produkcja bardziej przyjaznych dla środowiska odcieków i gazu. Natomiast główną zaletą składowisk bioreaktorów beztlenowych jest produkcja biogazu i możliwość jego energetycznego wykorzystania.

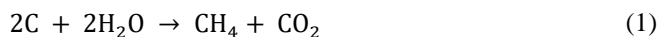
Składowiska bioreaktory beztlenowe stosowano w wielu miejscach na świecie, głównie w USA, Kanadzie, Australii. Spotykane są również w krajach europejskich: Wielka Brytania, Włochy, Francja, czy Finlandia, a literatura przedmiotu jest bogata [23], [24], [25], [26], [27], [28].

Wszystkie wymienione źródła biogazu: biogazownie rolnicze zarówno dla gospodarstw indywidualnych jak również te o skali wielkoprzemysłowej, oczyszczalnie ścieków, składowiska odpadów, składowiska-bioreaktory, zakłady przetwarzania odpadów, w których zastosowano metody beztlenowej biostabilizacji odpadów stanowią elementy rozproszonego systemu dystrybucji biogazu.

## 1.2. Składniki i właściwości biogazu

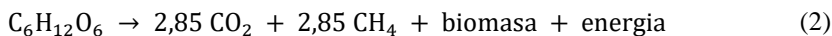
Głównym produktem beztlenowej stabilizacji substancji organicznej jest gaz o pożądanym składzie 65 % CH<sub>4</sub> i 35 % CO<sub>2</sub> oraz niewielka ilość biomasy, około 0,05 g s.m.o.:g ChZT<sup>-1</sup> usuniętego, przy czym udział wymienionych składników może się zmieniać w dość szerokim zakresie, zależnie od właściwości substratu, rodzaju technologii, stopnia wykorzystania materii organicznej, czy też panujących warunków w bioreaktorze. Jak wspomniano, w zależności od zastosowanych substratów skład biogazu, w tym udział palnego metanu jest różny. Na podstawie stechiometrii reakcji biochemicznych możliwe jest oszacowanie przybliżonego składu biogazu. Modelowanie stechiometryczne oparte jest na analizie procesów biochemicznych i wykonaniu bilansu masowego reakcji. Również tu, w zależności od przyjętych założeń początkowych uzyskać można różny stopień dokładności.

W modelu najprostszym przyjmuje się, że biogaz o składzie umownym 50% CH<sub>4</sub> i 50% CO<sub>2</sub> objętościowo powstaje w wyniku reakcji biochemicznych węgla organicznego z wodą, zgodnie z uproszczoną reakcją:

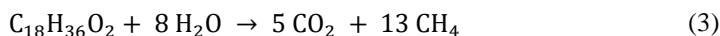


Możliwe jest dokładniejsze oszacowanie składu biogazu metodą stechiometryczną, jeżeli znamy skład odpadów w zakresie zawartości poszczególnych grup związków organicznych (węglowodanów, tłuszczów, białek i innych składników biomasy).

Przykładowo rozkład węglowodanów przebiega wg reakcji:



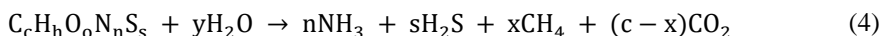
Rozkład kwasów tłuszczowych:



gdzie: CH<sub>4</sub> = 40-70% objętości, CO<sub>2</sub> = 30-60%.



Produkty gazowe powstałe podczas fermentacji metanowej hipotetycznego związku organicznego można zapisać:



Znając podstawowy skład elementarny (pierwiastkowy) odpadów, czy też biomasy możliwe jest również oszacowanie przewidywanego składu biogazu. McCarty [29] zaproponował dla ogólnej formuły związków organicznych jako  $C_xH_yO_zN_t$  aby szacować stosunek  $CH_4/CO_2$  w gazie powstającym podczas fermentacji:

$$\frac{CH_4}{CO_2} = \frac{4 - T}{4 + T} \quad (5)$$

gdzie T oblicza się następująco:

$$T = \frac{(2z - 3t - y)}{x} \quad (6)$$

gdzie: x, y, z, t – udział poszczególnych pierwiastków (C, H, O i N) w sumarycznym wzorze związku organicznego. Szacuje się, że w fermentacji metanowej około 95% biodegradowalnych substancji organicznych jest metabolizowane do produktów gazowych (metanu i dwutlenku węgla). W materiale pozostałym po fermentacji znajdują się związki trudno bądź nierozkładalne przez bakterie beztlenowe oraz biomasa mikroorganizmów. W zależności od składu chemicznego fermentowanej masy odpadów skład oraz ilość biogazu jest różna. Najwięcej biogazu można otrzymać w czasie fermentacji tłuszczy roślinnych i zwierzęcych (tabela 2). Jak wykazano, w skład biogazu wchodzi składniki palne i niepalne. Podstawowe składniki biogazu w porównaniu do gazu ziemnego przedstawiono w tabeli 3. Biogaz z zawartością  $CH_4$  powyżej 45% jest palny [3].

Tabela 2: Ilość i skład biogazu otrzymywana z różnych surowców [30]

| Substrat    | Produkcja biogazu        | Zawartość metanu [%] | Zawartość dwutlenku węgla [%] |
|-------------|--------------------------|----------------------|-------------------------------|
| Węglowodany | 790 dm <sup>3</sup> /kg  | 50%                  | 50%                           |
| Tłuszcze    | 1250 dm <sup>3</sup> /kg | 68%                  | 32%                           |
| Białka      | 700 dm <sup>3</sup> /kg  | 71%                  | 29%                           |

### Podstawowe składniki biogazu

$CO_2$  – ditlenek węgla jest gazem cieplarnianym, obniża wartość opałową, podwyższa liczbę metanową<sup>1</sup> [156] i właściwości antystukowe w silnikach, powoduje korozję w gazie wilgotnym, niszczy alkaliczne ogniwa paliwowe [3].

<sup>1</sup> Liczba metanowa – odnosi się do 100% zawartości metanu w mieszaninie gazu jako wartości 100. Czysty metan jest odporny na zjawisko stukowe. Wodór, który wywołuje silne zjawisko stukowe posiada indeks 0 liczby metanowej. Mieszanina gazu ziemnego zawiera także inne składniki jak wyższe węglowodory (butan – liczba metanowa 10, propan – liczba metanowa 35). Inne składniki jak  $N_2$  i  $CO_2$  podwyższają właściwości anty-stukowe co czasami prowadzi do uzyskania wartości liczby metanowej wyższych od 100 [161].

Tabela 3: Skład biogazu i gazu ziemnego: opracowanie własne na podstawie [3] [31]

| Komponenty                      | Biogaz (średnio) | Biogaz (zakres) | Gaz wysypiskowy          | Gaz ziemny (surowy) | Gaz ziemny (handlowy) |
|---------------------------------|------------------|-----------------|--------------------------|---------------------|-----------------------|
| CH <sub>4</sub>                 | 60%              | 45-74%          | 45-55%                   | 75-95%              | 90-98%                |
| CO <sub>2</sub>                 | 39%              | 25-45%          | 25-30%                   | 2-20%               | 0-3%                  |
| H <sub>2</sub> S                | 0,1%             | 0-1%            | <8000 mg/Nm <sup>3</sup> | 0-2%                | 5 ppm                 |
| H <sub>2</sub> O                | nasycony         | nasycony        | -                        | nasycony            | 10 ppm                |
| H <sub>2</sub>                  | 0,5%             | 0-1%            | 0                        | -                   | -                     |
| O <sub>2</sub>                  | 0,1%             | 0-1%            | 1-5%                     | -                   | -                     |
| N <sub>2</sub>                  | 0,4%             | 0-3%            | 10-25%                   | 0-2%                | 1%                    |
| NH <sub>3</sub>                 | 0,05%            | 0-0,5%          | Śladowe                  | -                   | -                     |
| Wyższe wodorotlenki             | -                | -               | -                        | 1-5%                | 1-5%                  |
| Siloksany [mg/Nm <sup>3</sup> ] | -                | śladowo         | <0,1-5                   | -                   | 0                     |

**NH<sub>3</sub>** – amoniak powstaje w wyniku rozkładu grup aminowych stanowiących podstawowy element budowy aminokwasów i kwasów nukleinowych. Amoniak jest gazem toksycznym, wzmacnia uciążliwość odorową oraz w przypadku spalania biogazu stanowi źródło emisji tlenków azotu (NO<sub>x</sub>). Emisja NO<sub>x</sub> w spalinach powoduje uszkodzenie ogniw paliwowych, podnosi właściwości anty-stukowe w silnikach [3].

**Para wodna** – powoduje korozję urządzeń i przewodów przesyłowych, kondensat niszczy instrumenty pomiarowe, powstaje ryzyko zamarzania w przewodach przesyłowych i dyszach [3].

**Pył** – blokuje dysze i ogniwa paliwowe [3].

**N<sub>2</sub>** – obecność azotu świadczy o nieszczelności instalacji produkcji biogazu lub instalacji transportu lub magazynowania biogazu. Obniża on wartość opałową biogazu, podnosi właściwości antystukowe [3].

**Siloksany** – są szeroką grupą organicznych związków krzemu, które powodują problemy eksploatacyjne układów spalania biogazu. Mają właściwości ściągające i niszczą silniki [3]. Istnieją dwie najczęściej spotykane struktury siloksanów spotykane w składowiskach, D4 (ang. octametylocydotetrasiloksane) i D5 (ang. decametylocyklopentasiloksane). Pozostałe, najczęściej występujące siloksany to: tetrametylosilan (TMS), trimetylosilanol (MOH), heksametylodisiloksan – (L2), heksametylocyklotrisiloksan (D3), oktametylotrisiloksan (L3), dekametylotetrasiloksan (L4). Właściwości siloksanów D3, D4 i D5 przedstawiono w tabeli 4 [32]. Zawartości poszczególnych rodzajów siloksanów w biogazie pochodzącym z różnych źródeł zestawiono w tabelach 4, 5 i 6 [32], [33]. Zawartość poszczególnych składników biogazu, w tym siloksanów, zbadano eksperymentalnie, a wyniki pomiarów zaprezentowano w rozdziale 2.

Tabela 4: Właściwości siloksanów D3, D4 i D5 [32]

| Nazwa                         | Wzór   | Masa molowa (g/mol) | Skrót | Stała Henrygo (L-atm/mol) | Rozpuszczalność w wodzie 25 °C (mg/L) | Cisnienie pary nasyconej w 25 °C (mm Hg) | Temp. Wrzenia (°C) |
|-------------------------------|--|---------------------|-------|---------------------------|---------------------------------------|--|--------------------|
| Heksametylocyklo-trisiloksan  | C <sub>12</sub> H <sub>18</sub> O <sub>3</sub> Si <sub>3</sub> | 222                 | D3    | —                         | 1.560                                 | 8.600                                    | 135.2              |
| Oktametylocyklo-tetrasiloksan | C <sub>8</sub> H <sub>24</sub> O <sub>4</sub> Si <sub>4</sub>  | 297                 | D4    | 259                       | 0.056                                 | 0.990                                    | 175.7              |
| Dekametylocyklo-pentasiloksan | C <sub>10</sub> H <sub>30</sub> O <sub>5</sub> Si <sub>5</sub> | 371                 | D5    | 185                       | 0.017                                 | 0.174                                    | 211.1              |

Tabela 5: Ilość różnych form siloksanów (% całości) w poszczególnych instalacjach [33]

|                       | Trimetylo-silanol | Heksametylo-disiloksan | Heksametylo-cyklotrisiloksan | Oktametylo-trisiloksan | Oktametylo-cyklotetra-siloksan | Dekametylo-cyklopenta-siloksan |
|-----------------------|-------------------|------------------------|------------------------------|------------------------|--------------------------------|--------------------------------|
| Składowisko odpadów   | 9-30              | 28-40                  | 0-7                          | 0                      | 27-42                          | 3-13                           |
| Oczyszczalnia ścieków | 1-3               | 0-1                    | 1                            | 0-4                    | 0-6                            | 21-45                          |
| Niemiecka biogazownia | 56-59             | 0                      | 29-44                        | 0                      | 0                              | 0-11                           |
| Fińska biogazownia    | 7-13              | 1                      | 0-6                          | 0-1                    | 22-23                          | 57-70                          |

**Mikrozanieczyszczenia biogazu** – biogaz, szczególnie składowiskowy, zawiera w sobie także inne gazy stanowiące mikrozanieczyszczenia, głównie organiczne związki siarki, lotne związki organiczne takie jak benzen, chlorek winylu, dichlorometan, chloroform, toluen, dichlorobenzen, organiczne związki chloru i fluoru. Wiele z tych substancji stanowiąc mogą źródło uciążliwości odorowej. Dotychczas zidentyfikowano ponad 500 różnych substancji zawartych w biogazie. Amerykańska Agencja Ochrony Środowiska (Environmental Protection Agency – EPA) opracowała i udostępniła oprogramowanie LandGem pozwalające na modelowanie emisji zanieczyszczeń zawartych w biogazie z powierzchni składowisk odpadów. Oprócz szacowania emisji CH<sub>4</sub> i CO<sub>2</sub> program pozwala na oszacowanie emisji wielu różnych organicznych i nieorganicznych substancji zanieczyszczających zawartych w biogazie (tabela 7). Zauważyć należy, iż większość wymienionych substancji w tabeli 7 jest toksycznych [9].

Tabela 6: Stężenie siloksanów w różnych składowiskach odpadów i oczyszczalniach ścieków [33]

| Miejsce  | Trimetyl   | L2              | D3            | L3            | D4            | L4            | D5            |
|--|------------|-----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| Składowisko<br>[mg/m <sup>3</sup> ]              | b.d.       | 6,07            | 0,49          | 0,32          | 12,53         | b.d.          | 4,73          |
|  | 2,8-3,2    | 0,7-0,9         | 0,4-<br>0,44  | b.d.          | 4,8-5,1       | b.d.          | 0,6-<br>0,65  |
|  | 6,62-7,43  | 1,04-<br>1,31   | 0,01          | 0,03-<br>0,05 | 7,97-<br>8,84 | <0,01         | 0,50-<br>1,09 |
|  | 2,41-3,21  | 0,38-<br>0,77   | 0,31-<br>0,45 | 0,04          | 4,24-<br>5,03 | <0,01         | 0,40-<br>0,53 |
|  | 11-12      | 3,1-5,0         | 0,5-<br>0,84  | b.d.          | 10,6-<br>15   | <0,1          | 3,0-<br>3,3   |
|  | b.d.       | 0,87            | 0,088         | b.d.          | 2,06          | b.d.          | 0,473         |
|  | b.d.       | 0,14            | 0,083         | b.d.          | 1,207         | b.d.          | 0,395         |
|  | b.d.       | 0,12            | 0,81          | b.d.          | 2,90          | b.d.          | 3,33          |
|  | b.d.       | 0,23            | n.a.          | b.d.          | 5,03          | b.d.          | 0,83          |
|  |            | 0,03-0,56       | 0,03-<br>0,63 | <0,1          | <0,01         | <0,67         | b.d.          |
| Oczyszczalnia<br>ścieków<br>[mg/m <sup>3</sup> ] | b.d.       | 0,02            | 0,04          | 0,02          | 0,93          | b.d.          | 6,03          |
|  | b.d.       | <0,05-<br>0,08  | 0,24-<br>0,42 | b.d.          | 6,3-8,2       | b.d.          | 9,4-<br>15,5  |
|  | b.d.       | <0,05           | 0,32-<br>0,35 | b.d.          | 7,5-7,7       | b.d.          | 11,3-<br>12,0 |
|  | 0,13-0,15  | 0,05            | 0,14-<br>0,17 | 0,03          | 6,40-<br>6,98 | 0,13-<br>0,15 | 8,96-<br>9,65 |
|  | 0,06-0,08  | 0,01            | 0,18-<br>0,20 | 0,02          | 2,87-<br>3,02 | 0,02          | 2,75-<br>2,81 |
|  | 0,006-0,07 | 0,001-<br>0,008 | <0,04         | <0,2          | 0,03-<br>0,87 | <0,04         | 0,1-<br>1,27  |

Tabela 7: Mikrozanieczyszczenia obecne w gazie składowiskowym, uwzględniane w modelu LandGem pozwalającym na oszacowanie wielkości ich emisji do powietrza [9], gdzie A – niebezpieczne zanieczyszczenia powietrza, B – rozważane lotne związki organiczne

| Zanieczyszczenie gazu wysypiskowego        | Przyjęte stężenie w modelu gazu emisyjnego - LandGem [ppm <sub>v</sub> ] | Ocena |
|--|--|-------|
| 1,1,1- Trichloroetan (chloroform metylowy) | 0,48   | A     |
| 1,1,2,2- Tetrachloroetan                   | 1,1  | A, B  |
| 1,1- Dichloroetan (dichlorek etylidenu)    | 2,4  | A, B  |
| 1,1- Dichloroetan (chlorek winylidenu)     | 0,20   | A, B  |
| 1,2- Dichloroetan (dichlorek etylenu)      | 0,41   | A, B  |
| 1,2- Dichloropropan (dichlorek propylenu)  | 0,18   | A, B  |
| 2- Propanol (alkohol izopropylowy)         | 50   | B     |
| Aceton                                     | 7,0  |       |
| Akrylonitryl                               | 6,3  | A, B  |

Tabela 7 cd.: Mikrozanieczyszczenia obecne w gazie składowiskowym, uwzględniane w modelu LandGem pozwalającym na oszacowanie wielkości ich emisji do powietrza [9], gdzie A – niebezpieczne zanieczyszczenia powietrza, B – rozważane lotne związki organiczne

| Zanieczyszczenie gazu wysypiskowego  | Przyjęte stężenie w modelu gazu emisyjnego - LandGem [ppm <sub>v</sub> ] | Ocena |
|--------------------------------------|--|-------|
| Benzen                               | 11   | A, B  |
| Bromodichlorometan                   | 3,1  | B     |
| Butan                                | 5,0  | B     |
| Chlorek winylu                       | 7,3  | A, B  |
| Chlorobenzen                         | 0,25   | A, B  |
| Chlorodifluorometan                  | 1,3  |       |
| Chloroetan (chlorek etylu)           | 1,3  | A, B  |
| Chloroform                           | 0,03   | A, B  |
| Chlorometan                          | 1,2  | B     |
| Dibromek etylenu                     | 1,0E-03  | A, B  |
| Dichlorobenzen                       | 0,21   | B     |
| Dichlorodifluorometan                | 16   |       |
| Dichlorofluorometan                  | 2,6  | B     |
| Dichlorometan (chlorek metylenu)     | 14   | A     |
| Dwusiarczek węgla                    | 0,58   | A, B  |
| Etan                                 | 890  |       |
| Etanol                               | 27   | B     |
| Etylobenzen                          | 4,6  | A, B  |
| Fluorotrichlorometan                 | 0,76   | B     |
| Heksan                               | 6,6  | A, B  |
| Ksylene                              | 12   | A, B  |
| Merkaptan etylu (etanotiolu)         | 2,3  | B     |
| Metyloetyloketon                     | 7,1  | A, B  |
| Metyloizobutyloketon                 | 1,9  | A, B  |
| Metylomerkaptan                      | 2,5  | B     |
| Pentan                               | 3,3  | B     |
| Perchloroetylen (czterochloroetylen) | 3,7  | A     |
| Propan                               | 11   | B     |
| Rtęć (łącznie)                       | 2,9E <sup>-04</sup>  | A     |
| Siarczek dimetylu (siarczek metylu)  | 7,8  | B     |
| Siarczek karbonylu                   | 0,49   | A, B  |
| Siarkowodór                          | 36   |       |
| t-1,2- Dichloroeten                  | 2,8  | B     |
| Tetrachlorek węgla                   | 4,0E <sup>-03</sup>  | A, B  |
| Tlenek węgla                         | 140  | A, B  |
| Toluen                               | 170  | A, B  |
| Trichloroetylen (trichloroeten)      | 2,8  | A, B  |

Biogaz, ze względu na swój skład i właściwości, jest trudnym medium do analizy. Wymaga wiedzy i doświadczenia analitycznego, zwłaszcza w zakresie poboru próbek. O reprezentatywności próbki decyduje zarówno właściwy wybór punktu poboru, jak i sposób jego przeprowadzenia. Istotne jest unikanie „martwych” przestrzeni, miejsc gromadzenia

się kondensatu oraz miejsc narażonych na wahania temperatury i zakłócenia przepływu. Dla pełnego wymieszania i wyrównania przepływu, punkt poboru powinien być usytuowany w odległości równej co najmniej 10 średnicom przewodu od punktu zakłócenia. Ze względu na znane z mechaniki płynów efekty przyścienne, korzystniejsze jest pobieranie próbek sondą z wnętrza rurociągu niż za pomocą typowego króćca probierczego z zaworem. Dotyczy to zwłaszcza średnic powyżej 200-300 mm oraz prędkości biogazu poniżej 2-3 m/s.

### Charakterystyka ilościowa biogazu

Wydajność fermentacji określa się na podstawie parametrów wytwarzania gazu, w tym specyficznej produkcji biogazu oraz produktywności biogazu uzyskiwanej z objętości reaktora. Efektywność fermentacji zależy od parametrów technologicznych oraz stopnia biodegradowalności frakcji organicznej bioodpadów (tabela 8). Do laboratoryjnego wyznaczenia potencjału produkcji biogazu stosuje się zazwyczaj równanie pierwszego rzędu, zakładając, że szybkość reakcji jest wprost proporcjonalna do zawartości frakcji biologicznie rozkładalnych oraz że produkcja biogazu jest wynikiem asymilacji węgla organicznego przez mikroorganizmy [35], [36], [37]. Potencjał produkcji biogazu  $B_0$  wyznaczono zgodnie z równaniem:

$$B_t = B_0 \cdot (1 - e^{(-k \cdot t)}) \quad (7)$$

gdzie:

- $B_t$  – ilość biogazu otrzymana z jednostki masy odpadów po czasie  $t$  [dm<sup>3</sup>/kg s.m.o.],
- $B_0$  – potencjalna produkcja biogazu z jednostki masy odpadów [dm<sup>3</sup>/kg s.m.o.],
- $k$  – stała szybkości produkcji biogazu [d<sup>-1</sup>],
- $t$  – czas [d].

Wyznaczenie potencjału produkcji biogazu dla wybranego substratu wykonane może być laboratoryjnie. Badanie polega na umieszczeniu w bioreaktorze odpowiednio przygotowanej porcji surowca wraz z wystandaryzowanym inokulum zawierającym bakterie uczestniczące w fermentacji metanowej. Pomiarom podlegają dobowe przyrosty objętości powstającego biogazu oraz jego skład. Wykreślana jest kinetyka powstawania biogazu. Dobór początkowych warunków procesu następuje w oparciu o wykonane analizy fizyko-chemiczne surowca oraz informacje uzyskane od dostawcy substratu. W szczególnych przypadkach poszczególne wyniki podane zostają jako wartości średnie z min. trzech niezależnych i równoległych powtórzeń. Podane zostają m.in.:

- ilość pozyskanego biogazu i metanu [nm<sup>3</sup>] w przeliczeniu na 1 kg: świeżej masy substratu, suchej masy substratu i suchej masy organicznej substratu,
- skład otrzymanego biogazu: CH<sub>4</sub> [%], CO<sub>2</sub> [%], O<sub>2</sub> [%], H<sub>2</sub>S [ppm], NH<sub>3</sub> [ppm], H<sub>2</sub> [ppm],
- krzywa kumulacyjna produkcji biogazu,
- określany jest również stopień odfermentowania (usunięcia) suchej masy, suchej masy organicznej oraz ChZT,
- wyznaczana jest stała szybkości produkcji biogazu -  $k$ , wskazująca na kinetykę wytwarzania biogazu oraz na biorozkładalność materii organicznej zawartej w substracie.

Badanie obejmuje III etapy:

- 1) analiza dostarczonego substratu - ok. 4-7 dni roboczych,
- 2) fermentacja metanowa okresowa – od 20 do 90 dni,
- 3) analiza osadu fermentacyjnego - ok. 4-7 dni roboczych.

Osad fermentujący na początku i na końcu fermentacji jest poddawany następującym analizom:

- sucha masa oraz sucha masa organiczna,
- ChZT,
- pH i potencjał redox,
- azot amonowy.

W uzasadnionych przypadkach analizie podlegają dodatkowo:

- azot ogólny Kjeldahla,
- ogólny węgiel organiczny,
- stężenie lotnych kwasów tłuszczowych,
- zasadowość.

Opisane badania wykonywane są zgodnie z normami, przy czym w warunkach polskich często stosowaną normą jest norma niemiecka DIN 38 414-S8. (1985): Osady i sedymenty. Określanie charakterystyki fermentacji. Wykorzystać również można normę PN-EN ISO/11734:2003 - Jakość wody - Oznaczanie "całkowitej" biodegradacji beztlenowej związków organicznych w osadzie przefermentowanym -- Metoda z pomiarem wytworzonego biogazu. W przypadku odpadów do badania potencjału produkcji biogazu stosuje się testy: GB21 i BM100, których szczegółowy opis przedstawiono w publikacjach [38], [39], [40].

Wskaźniki ilościowe produkcji biogazu z różnych rodzajów biomasy i odpadów były wielokrotnie badane. Bolzonella i in. (2006) [41] wykazali, że produktywność biogaz z segregowanych u źródła bioodpadów wynosiła do  $180 \text{ m}^3 \cdot \text{Mg}^{-1}$ , a bioodpadów wydzielonych z odpadów zmieszanych do  $60 \text{ m}^3 \cdot \text{Mg}^{-1}$  odpadów. Specyficzna produkcja metanu była również zależna od rodzaju substratu poddawanego fermentacji. Fermentując bioodpady segregowane u źródła specyficzna produkcja metanu wynosiła  $0,4 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \cdot \text{kg}^{-1}$  s.m.o., natomiast bioodpadów wydzielonych z odpadów zmieszanych zmieniała się od 0,200 do  $0,254 \text{ m}^3 \text{ CH}_4 \cdot \text{kg}^{-1}$  s.m.o.

W instalacjach do suchej i mokrej fermentacji produkcja gazu na kg s.m. bioodpadów jest porównywalna, i wynosi od 100 do  $400 \text{ dm}^3$ . Natomiast produktywność gazu zmienia się w zależności od technologii i wynosi od  $3 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$  przy stężeniu suchej 3% w technologii mokrej, do  $5 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$  przy 35% zawartości suchej masy w technologii suchej. Dla porównania z wydzielonych zamkniętych komór fermentacyjnych (WKF) w oczyszczalniach ścieków komunalnych uzyskuje się  $0,5 \text{ m}^3 \cdot \text{m}^{-3} \cdot \text{d}^{-1}$  przy 4,5% zawartości suchej masy w osadach ściekowych.

Tabela 8. Parametry operacyjne i współczynniki produktywności gazu z różnych typów odpadów w systemach fermentacji suchej [41]

| Miejsce i rok   | Bassano Włochy 2003   | Ammiens Francja 1987 | Bassum Niemcy 2003 | Brecht Belgia 2000 | Salzburg Austria 1993 | Tiburg Holandia 1994 | Engelskirchen Niemcy 1997 |
|---|---|----------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------|
| Projektowana przepustowość [Mg/rok]                           | 52,000  | 85,000               | 60,000             | 50,000             | 20,000                | 52,000               | 35,000                    |
| Typ odpadów   | Frakcja organiczna (segregowana u źródła A/ odpadów mieszanych B) | Odpady komunalne     | Odpady komunalne   | Odpady zielone     | Odpady zielone        | Odpady zielone       | Odpady kuchenne i zielone |
| Sucha masa [% s.m.]   | 33 A<br>38 B<br>78 A<br>67 B                                      | 60<br>65             | 57<br>51           | 40<br>55           | 31<br>70              | 37-55<br>32-65       | 35-45<br>55-75            |
| Sucha masa organiczna   |   |                      |                    |                    |                       |                      |                           |
| HRT* [% s.m.o.]   | 40-60 A<br>50-70 B  | 17-25                | brak               | 15                 | brak                  | 20-55                | 25-30                     |
| [d]   | 4-6 A<br>3-8 B  | 7,5-11,5             | -                  | 15-18              | -                     | 7,5-8,6              | 8,4-10                    |
| OLR** [kg s.m. <sup>-3</sup> d <sup>-1</sup> ]                | 180 A<br>60 B   | 145                  | 147                | 103                | 135                   | 92                   | 126                       |
| Średnie SGP*** [m <sup>3</sup> Mg <sup>-1</sup> ]             | 0,4 A<br>0,13 B   | 0,2-0,25             | -                  | 0,26               | -                     | 0,17-0,32            | 0,22-0,35                 |
| SGP [m <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> :kg s.m.o <sup>-1</sup> ] |   |                      |                    |                    |                       |                      |                           |
| Typ reaktora  | Valorga   | Valorga              | Dranco             | Dranco             | Dranco                | Valorga              | Valorga                   |

\* - HRT – ang. Hydraulic retention time – hydrauliczny czas zatrzymania;

\*\* - OLR – ang. organic loading rate – obciążenie komory reaktora materią organiczną;

\*\*\* - SGP – ang. Specific gas potential – specyficzny potencjał produkcji biogazu.



Na efektywność produkcji gazu wpływa obciążenie reaktora substancją organiczną. Optimum produkcji gazu uzyskuje się przy obciążeniu reaktora w zakresie od 10 do 16 kg s.m.o.·m<sup>-3</sup>·d<sup>-1</sup>. Realne obciążenie reaktora, w prowadzonych obecnie procesach fermentacji beztlenowej suchej, wynosi od 5 do 8 kg s.m.o.·m<sup>-3</sup>·d<sup>-1</sup> a w fermentacji mokrej od 0,6 do 1,6 kg s.m.o.·m<sup>-3</sup>·d<sup>-1</sup>.

Z danych zestawionych w tabeli 8 wynika, że produktywność gazu, w fermentacji suchej, uzyskana w skali technicznej z substratów pochodzących z różnych strategii zbierania jest wyższa niż 100 m<sup>3</sup>·Mg<sup>-1</sup> odpadów. Godley i in. (2007) [40] z wykorzystaniem testu BM100, określili potencjał produkcji biogazu dla wielu składników odpadów komunalnych (tabela 9).

*Tabela 9: Zawartość suchej masy (DM), zawartość materii organicznej (LOI) oraz potencjał produkcji biogazu po 100 dniach inkubacji (BM100) dla różnorodnych składników odpadów komunalnych [40]*

| <b>Rodzaj odpadu</b>   | <b>Sucha masa<br/>% wagi mo-<br/>krej</b> | <b>Straty przy<br/>prażeniu %<br/>masy suchej</b> | <b>B100 l/kg<br/>masy suchej</b> |
|--|---|---|----------------------------------|
| Odpady z pizzy   | 51,1                                      | 90,3  | 748                              |
| Mięso puszkowane (mielone mięso wołowe)                                | 22,7                                      | 93,8  | 633                              |
| Odpady z pakowania w autoklawie (mokry karton)                         | 39,2                                      | 93,1  | 630                              |
| Odpady z pakowania (mokry karton)                                      | 44,5                                      | 94,2  | 527                              |
| Odpady rybne   | 46,7                                      | 72,1  | 457                              |
| Pióra indycze  | 56,6                                      | 97,9  | 375                              |
| Włókno organiczne z odpadów komunalnych z auto-<br>klawy (1)           | 52,3                                      | 74,9  | 345                              |
| Opakowania kartonowe   | 92,3                                      | 90  | 320                              |
| Włókno organiczne z odpadów komunalnych z auto-<br>klawy (2)           | 50,3                                      | 78,3  | 319                              |
| Surowa mieszanka warzyw  | 13,4                                      | 94,5  | 312                              |
| Celuloza handlowa (partia 2)   | 94,2                                      | 99,7  | 304                              |
| Odpady kuchenne i zielone (nieoczyszczone)                             | 33,3                                      | 75,1  | 292                              |
| Pieluchy jednorazowe (nieubrudzone ziemią)                             | 96,8                                      | 85,6  | 278                              |
| Trawa (ścięta z kosiarki)  | 18,9                                      | 86,4  | 225                              |
| Częściowo zbutwiałe odpady zielone                                     | 45,9                                      | 61,2  | 221                              |
| Celuloza handlowa (partia 3)   | 94,4                                      | 99,1  | 200                              |
| Pióra indycze z autoklawy  | 33,1                                      | 96,1  | 199                              |
| Odpady zielone (nieoczyszczone)  | 40,9                                      | 73,7  | 182                              |
| Mieszanka ryby, torfu i odpadów zielonych                              | 48,6                                      | 59  | 150                              |
| Anaerobowo sfermentowane cegielki osadów ścieko-<br>wych               | 18,6                                      | 60,9  | 140                              |
| Celuloza handlowa (partia 1)   | 95,8                                      | 99,4  | 136                              |
| Częściowo zbutwiałe odpady kuchenne i zielone                          | 38  | 73,1  | 103                              |
| Zbutwiałe odpady kuchenne i zielone                                    | 50,8                                      | 59,6  | 99                               |
| Gałązki i gałęzie drzew (jabłoni)                                      | 63,5                                      | 96,6  | 93                               |
| Anaerobowo sfermentowane włókno z odpadów komu-<br>nalnych z autoklawy | 27,6                                      | 73,4  | 92                               |
| Gazeta   | 90,8                                      | 92,8  | 76                               |

Tabela 9 cd.: Zawartość suchej masy (DM), zawartość materii organicznej (LOI) oraz potencjał produkcji biogazu po 100 dniach inkubacji (BM100) dla różnorodnych składników odpadów komunalnych [40]

| Rodzaj odpadu                                     | Sucha masa<br>% wagi mo-<br>krej | Straty przy<br>prażeniu %<br>masy suchej | B100 l/kg<br>masy suchej |
|---|----------------------------------|--|--------------------------|
| Częściowo zbutwiałe ryby i odpady zielone         | 53,1                             | 52,8                                     | 47                       |
| Odpady konstrukcyjne drewniane z autoklawy        | 65,2                             | 87,3                                     | 35                       |
| Odpady konstrukcyjne drewniane                    | 77,3                             | 88,7                                     | 27                       |
| Pościel (75% bawełny)                             | 97,2                             | 99,3                                     | 26                       |
| Ustabilizowany kompost z odpadów zielonych (1)    | 62,5                             | 31,8                                     | 24                       |
| Wełna dziewiarska (57% wełny)                     | 93,9                             | 94,9                                     | 21                       |
| Ustabilizowany kompost z odpadów zielonych <10 mm | 68,8                             | 29,4                                     | 21                       |
| Ustabilizowany kompost z odpadów zielonych (2)    | 58,6                             | 38,3                                     | 19                       |
| Ustabilizowany kompost z odpadów zielonych <10 mm | 70,4                             | 30,2                                     | 12                       |
| Zbutwiałe ryby i odpady zielone                   | 65,8                             | 35,2                                     | 8                        |

Umiejętność określenia, oszacowania potencjału gazowego odpadów umożliwiła zaprojektowanie biogazowni, instalacji odgazowującej składowisko oraz dobranie odpowiednich mocy urządzeń, a także ocenę ekonomicznej opłacalności w przypadku energetycznego wykorzystania biogazu.

Metody określania potencjału produkcji biogazu można podzielić na trzy grupy:

- metoda wskaźnikowa opierająca się na danych literaturowych,
- metoda stechiometryczna bazująca na równaniach molowych,
- modelowanie matematyczne na podstawie parametrów kinetycznych reakcji produkcji biogazu.

### Ilość węgla organicznego

Dla produkcji biogazu najistotniejszą kwestią jest zawartość materii organicznej ulegającej biodegradacji. Ogólnie około 60-70% odpadów komunalnych można uznać za ulegające biodegradacji. Jednak nie cała masa odpadów biodegradalnych ulega rozkładowi, ponieważ tylko część substratu jest dostępna dla mikroorganizmów w danym okresie czasu. Wynika to z różnej podatności, lub też szybkości rozkładu związków organicznych. Inaczej ujmując, produkcja biogazu w rzeczywistości zależy od zawartości węgla biodegradalnego, stanowiącego część węgla organicznego. Wartości obu rodzajów węgla dla poszczególnych rodzajów odpadów zestawiono w tabeli 10.

W warunkach Polskich najczęściej przyjmuje się zawartość węgla organicznego w odpadach komunalnych na poziomie ok. 100kg/Mg suchych odpadów. Analizy udziału różnych materiałów w odpadach deponowanych na składowiskach niemieckich wykazały, że ilość węgla organicznego w ogólnej masie odpadów wynosi około 200 kg/Mg suchej masy odpadów. Zawartość węgla organicznego w odpadach niektórych miast polskich wynosi około 23% suchej masy. Za podstawę do obliczeń produkcji biogazu na składowiskach przyjmuje się średnią zawartość węgla organicznego w składowanych odpadach

na poziomie 175 kg/Mg wilgotnych opadów. Informacja dotycząca ilości dostępnego węgla jest najistotniejszym parametrem. To ona determinuje wynik szacowania.

### Metoda wskaźnikowa

Wielu autorów za podstawę obliczeń produktywności gazowej przyjmuje jednostkową produkcję biogazu lub metanu, czyli jego potencjalną masę lub objętość powstającą z 1 Mg odpadów. Najprostszym, ale zarazem najmniej dokładnym sposobem określania potencjału produkcji biogazu z odpadów komunalnych jest metoda wskaźnikowa. Różni autorzy podają jednostkową ilość generowanego gazu na poziomie od 35 do 180 m<sup>3</sup>/Mg. Według danych Amerykańskiej Agencji Ochrony Środowiska [43] potencjał ten zawiera się w przedziale 6-270 m<sup>3</sup>/Mg. Niektórzy autorzy podają nawet wartość produkcji biogazu na poziomie 440 m<sup>3</sup> biogazu/Mg stałych odpadów komunalnych. Wobec polskich warunków najczęściej proponowaną wartością produkcji biogazu jest 120 m<sup>3</sup>/Mg.

Tak duże rozbieżności mogą wynikać z nieosiągnięcia pełnego rozkładu materii organicznej, która składa się w dużym stopniu z frakcji trudno rozkładalnych, takich jak ligniny i celulozy. Frakcje te rozkładają się bardzo wolno w rzeczywistych warunkach. Inną przyczyną mogą być warunki w jakich prowadzony był rozkład, tj.: skład odpadów, uziarnienie, wilgotność, zawartość organiki, sposób eksploatacji reaktora, gęstość nasypowa, stopień ugniecenia, temperatura oraz inne. Metodę wskaźnikową wykorzystać można również przy rozróżnieniu poszczególnych typów odpadów, co pozwala na zwiększenie dokładności obliczeń.

Tabela 10: Zawartość węgla organicznego i węgla biodegradowalnego w różnych odpadach [42]

| Składnik odpadów        | Węgiel organiczny w suchej masie odpadów kgCorg/kg | Udział węgla biodegradowalnego w węglu zawartym w odpadach kgCdeg/kgCorg |
|-------------------------|--|--|
| Odpady kuchenne         | 0,48   | 0,8  |
| Odpady zielone          | 0,48   | 0,7  |
| Papier, tektura         | 0,44   | 0,5  |
| Tworzywa sztuczne, guma | 0,70   | 0,0  |
| Tekstylia               | 0,55   | 0,2  |
| Drewno                  | 0,50   | 0,5  |
| Szkło                   | 0,00   | 0,0  |
| Metale                  | 0,00   | 0,0  |

Maksymalna ilość biogazu wytworzonego w wyniku rozkładu jednostkowej ilości (1 kg świeżej masy [kg ś.m.]) danej kategorii odpadów na składowisku, przedstawia się następująco [42]:

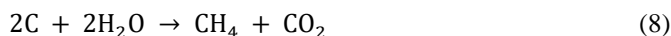
- odpady łatwo degradowalne: 0,079 m<sup>3</sup>/kg ś.m. odpadu,
- odpady średnio degradowalne: 0,071 m<sup>3</sup>/kg ś.m. odpadu,
- odpady trudno degradowalne: 0,067 m<sup>3</sup>/kg ś.m. odpadu.

Znając skład morfologiczny odpadów można wyliczyć średnią ważoną potencjału produkcji biogazu. Niemniej jednak metoda wskaźnikowa nie uwzględnia specyfiki odpadów reaktora, a przyjęta wartość potencjału gazowego może nie być reprezentatywna dla rozpatrywanego przypadku. Dlatego stosuje się ją jedynie do celów orientacyjnych co wyklucza jej stosowanie jako podstawy projektowania instalacji biogazowej.

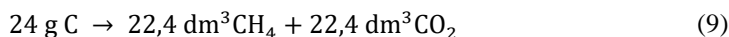
## Modelowanie stechiometryczne

Modelowanie stechiometryczne oparte jest na analizie procesów biochemicznych i wykonaniu bilansu masowego reakcji. Również tu, w zależności od przyjętych założeń początkowych uzyskać możemy różny stopień dokładności.

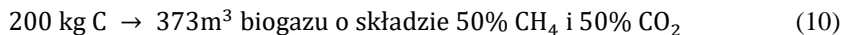
W modelu najprostszym przyjmuje się, że biogaz o składzie umownym 50% CH<sub>4</sub> i 50% CO<sub>2</sub> objętościowo powstaje w wyniku reakcji biochemicznych węgla organicznego z wodą, zgodnie z zależnościami:



Stąd wyliczając, iż z dwóch moli (24 g) węgla, uzyskać można po jednym molu (22,4 dm<sup>3</sup>) CH<sub>4</sub> i CO<sub>2</sub>, wg poniższego bilansu:



Stąd, przykładowo, przy założeniu zawartości węgla w odpadach na poziomie 200 kg/Mg uzyskać można:



Stosunek objętości molowej do masy molowej węgla wynosi:

$$\frac{22 \text{ dm}^3}{12 \text{ g}} = 1,866 \approx 1,87 \quad (11)$$

Wynika z tego, że przy pełnej przemianie 1 kg węgla organicznego powstanie 1,87 m<sup>3</sup> gazu w warunkach normalnych. Jest to jednak wartość teoretyczna i możliwa do uzyskania ilość gazu jest zawsze mniejsza, ponieważ tylko część substratu jest zużywana na przyrost biomasy bakteryjnej. Reszta substratu zużywana jest do syntezy masy mikroorganizmów lub nie ulega mineralizacji.

## Matematyczne modelowanie produkcji biogazu z odpadów komunalnych

Wcześniej omówione zostały dwie stosunkowo proste metody szacowania ilości produkcji biogazu z odpadów. Były to metody wskaźnikowe oraz stechiometryczne. Są to metody pozwalające na mało dokładne określenie potencjalnej produkcji biogazu, do ogólnego wykorzystania, nieuwzględniające warunków środowiskowych, dynamik wzrostu mikroorganizmów czy też kinetyki procesów. Większą dokładność obliczeń możemy uzyskać poprzez zastosowanie modeli matematycznych. Zostaną one w sposób dość ogólny przedstawione w niniejszym rozdziale. W porównaniu z modelami wskaźnikowymi i stechiometrycznymi, modele matematyczne wymagają wyznaczenia niezbędnych parametrów kinetycznych procesu fermentacji, co skutkuje koniecznością poddania odpadów odpowiednim badaniom, lub też przyjęcia wartości tych parametrów na podstawie literatury przedmiotu.

## Zawartość węgla organicznego

Ponieważ w większości przypadków modele matematyczne oparte są na założeniu stopnia dostępności substratu dla mikroorganizmów, tak jak w przypadku metod stechiometrycznych wymagana jest znajomość zawartości biodostępnego węgla organicznego,

a więc takiego, który ulega biodegradacji. Węgiel ten stanowi substrat dla bakterii do produkcji biogazu. Proste zestawienie szacowanej zawartości węgla organicznego, w tym jego frakcji biodegradowalnej przedstawiono w tabeli 10. Poniżej przedstawione zostaną równania, pozwalające na samodzielne obliczenie jego zawartości.

Aby obliczyć ilość substancji biodegradowalnej należy skorzystać z równania:

$$C_{deg\ i} = C_{org\ i} \cdot f_{deg} \cdot (1 - w_i) \cdot p_i \quad (12)$$

gdzie:

$C_{deg\ i}$  - ilość węgla ulegającego rozkładowi biochemicznemu w składniku (i) odpadu [kg  $C_{deg}$ /kg masy wilgotnego odpadu],

$C_{org}$  - ilość węgla organicznego w suchej masie składnika (i) odpadu [kg  $C_{org}$  i/kg m.s. odpadu],

$f_{deg\ i}$  - udział frakcji biodegradowalnej w węglu organicznym [kg  $C_{deg}$ /kg  $C_{org}$ ],

$w_i$  - zawartość wilgoci w składniku (i) odpadu [kg  $H_2O$ /kg ś.m. odpadu],

$p_i$  - udział masowy składnika (i) [kg i/kg ś.m. odpadu].

Z modelowania stechiometrycznego wynika, że z 1 kg substancji biodegradowalnej w wyniku całkowitego rozkładu można uzyskać maksymalnie 1,867 m<sup>3</sup> gazu o składzie 50% CH<sub>4</sub> i 50% CO<sub>2</sub>. Dzięki znajomości  $C_{deg\ i}$  możliwe jest obliczenie całkowitej wydajności gazowej odpadów  $G_0$ :

$$G_0 = 1,867 \cdot C_{org\ i} \cdot f_{deg\ i} \cdot (1 - w_i) \cdot p_i \quad (13)$$

gdzie:

$G_0$  - ilość gazu powstała w wyniku całkowitego rozkładu frakcji biodegradowalnej [m<sup>3</sup>/kg ś.m. odpadu].

Takie obliczenia wymagają znajomości składu morfologicznego odpadów komunalnych. O ilości możliwego do uzyskania biogazu decyduje skład morfologiczny odpadów i ilość substancji biodegradowalnej. Model ten daje obraz całkowitej ilości produkowanego gazu, nie uwzględnia dynamiki procesu i nie pozwala na oszacowanie jaka będzie produkcja gazu w czasie eksploatacji np. składowiska czy biogazowni.

### Modele oparte na równaniach kinetycznych

Modelowanie produkcji biogazu oparte jest zasadniczo na dwóch podejściach. W modelach zerowego rzędu przyjmuje się założenie, iż szybkość produkcji biogazu nie zależy od stężenie substratu i jest stała w czasie.

#### Model zerowego rzędu

W modelu tym, generacja biogazu, która nie zależy od wieku odpadów, jest stała w czasie. Może on być wyrażony równaniem [44]:

$$Q = \frac{ML_0}{(t_0 - t_f)} \quad \text{dla } t_0 > t > t_f \quad (14)$$

gdzie:

- Q - tempo generacji metanu [m<sup>3</sup>/rok],
- M - masa odpadów [Mg],
- L<sub>0</sub> - potencjał produkcji biogazu [m<sup>3</sup>/Mg],
- t - czas [rok],
- t<sub>0</sub> - czas fazy przygotowawczej (lag faza) [rok],
- t<sub>f</sub> - czas do końca generacji [rok].

Wadą modelu jest założenie stałej produkcji biogazu w czasie. Model ten nie uwzględnia fazowości metanogenezy oraz nie wykorzystuje parametru stałej produkcji biogazu k. Prowadzi to do zawyżenia rzeczywistej produktywności gazowej złoża odpadów.

### Modele bazujące na kinetyce pierwszorzędowej

W modelach pierwszego rzędu zakłada się, iż szybkość produkcji biogazu jest zależna od stężenia substratu, a co za tym idzie wraz z wyczerpywaniem się substratu następuje spadek produkcji biogazu. Podejście drugie jest bardziej dokładne, jednak wymaga wyznaczenie stałej szybkości reakcji. Poniżej zaprezentowano dostępne w literaturze modele opisujące produkcję biogazu.

### Model KTiUZO

W tym modelu wykorzystano równanie kinetyczne I rzędu, gdzie szybkość biorozkładu zależy od zawartości (stężenia) związków biodegradowalnych. Model ten jest podzielony na dwie fazy. Czynnikiem dzielącym model na dwa etapy jest połowiczny czas rozkładu węgla biodegradowalnego. W pierwszej fazie szybkość produkcji gazu rośnie proporcjonalnie do ilości gazu już powstałego. Równanie pierwszej fazy metanogenezy ma zatem postać [45]:

$$G_I = \frac{L_0}{2} \cdot \frac{1}{1 - \exp\left[-k_1\left(\frac{t_1}{2} - t_0\right)\right]} \cdot \left\{ \exp\left[-k_1\left(\frac{t_1}{2} - t\right)\right] - \exp\left[-k_1\left(\frac{t_1}{2} - t_0\right)\right] \right\} \quad (15)$$

dla  $t < \frac{t_1}{2}$

gdzie:

- t<sub>1/2</sub> - czas połowicznego rozkładu węgla biodegradowalnego zawartego w materii organicznej,
- L<sub>0</sub> - potencjał produkcji biogazu [m<sup>3</sup>/Mg],
- G<sub>I</sub> - gaz wytworzony w fazie I [m<sup>3</sup>].

Założenie dla drugiej fazy metanogenezy zawierało twierdzenie, że szybkość procesu jest proporcjonalna do ilości gazu możliwego jeszcze do pozyskania G<sub>II</sub>. Funkcja opisująca ten etap ma postać wykładniczą. Równanie opisujące drugą fazę metanogenezy [45]:

$$G_{II} = \frac{L_0}{2} \exp\left[-k_2\left(t - \frac{t_1}{2}\right)\right] \quad \text{dla } t > \frac{t_1}{2} \quad (16)$$

Dzięki tym równaniom możliwe jest obliczenie ilości gazu  $G$  wytworzonego do czasu  $t$ . Gdy czas  $t$  nie przekracza wartości  $t_{1/2}$ , ilość gazu będzie odpowiadała wartości  $G_I$ , gdy wartość  $t$  będzie większa od  $t_{1/2}$ , wtedy [45]:

$$G = L_0 - G_{II} \quad (17)$$

Na kinetykę reakcji decydujący wpływ ma stała szybkości reakcji  $k$  i czas połowicznego rozkładu substancji biodegradowalnej  $t_{1/2}$ . Stała szybkości rozkładu uwzględnia czynniki środowiskowe, czyli warunki w jakich zachodzi proces metanogenezy na składowisku. Podział procesu na dwie fazy przyniósł konieczność użycia dwóch stałych opisujących proces metanogenezy. Wartości te można uzyskać w oparciu o badania laboratoryjne przeprowadzone dla każdej z faz rozkładu, a także dla różnych grup odpadów i warunków prowadzenia procesu. W przypadku modelowania matematycznego zazwyczaj stosuje się jedną wartość  $k$ . Wartość stałej  $k$  zależy od wilgotności odpadów, podaży pożywki mineralnej dla matanogenów, odczynu i temperatury, nie zależy natomiast od fazy fermentacji. Stała szybkości rozkładu, określona z badań teoretycznych i pomiarów wg EPA, zawiera się w zakresie od 0,003 do 0,210 1/rok. Marticorena [46] charakteryzuje tą wartość jako  $1/t$  ( $t$  = czas rozkładu odpadów), co przy analizowanych czasach rozkładu ( $t= 4-30$  lat) daje wartości stałej w granicach 0,033-0,25 1/rok. Tabasaran [47] szacuje stałą  $k$  na poziomie 0,07 1/rok. Według innych autorów rozkład substancji organicznych zachodzi w dwóch fazach: faza wzrostu i faza wyczerpania. Dlatego proponują oni wykorzystanie dwóch różnych stałych,  $k_1$  i  $k_2$ . Nowakowski przyjmuje w swoim modelu wartość  $k_1$  wynoszącą 0,096 1/rok i  $k_2 = 0,105$  1/rok [48]. Chowdhury [49] sugeruje, że dla opisu rozkładu odpadów potrzebne są dwie wartości stałej szybkości rozkładu, przy czym początkowa powinna być większa od końcowej. Wartość stałej  $k$  można obliczyć korzystając ze wzoru [50]:

$$k = \frac{\ln 2}{t_{1/2}} \quad (18)$$

Wobec przyjętych przez Webera [36] przedziałów czasowych  $t_{1/2}$ : 0,7-2,3; 7-10 i 10-99 lat, wartości  $k$  przyjmują następujące wartości:

- odpady łatwo rozkładalne: 0,3-1,0 [1/rok];
- odpady rozkładalne w średnim stopniu: 0,07-0,10 [1/rok];
- odpady trudno rozkładalne 0,007-0,070 [1/rok].

Do frakcji łatwo degradowalnej zalicza się odpady pochodzenia spożywczego, do frakcji średniodegradowalnej – odpady roślinne, frakcję trudnodegradowalną stanowią odpady z tworzyw sztucznych, tekstylia, papier i drewno. Sukcesem modelu KT<sub>i</sub>UZO jest podział procesu metanogenezy na dwie fazy charakteryzujące się dwiema różnymi stałymi produkcji biogazu  $t_1$  i  $t_2$ . Dzięki temu model ten pozwala zbliżyć wyniki do faktycznej produkcji gazu, która nie jest jednakowa w czasie. Trudność stanowić może stwierdzenie, kiedy następuje przejście z pierwszej do drugiej fazy, w związku z czym nie wiadomo w jakich ramach czasowych należy stosować powyższe równania.

## Model Tabasarana

Dla określenia potencjału gazowego Tabasaran [47] zastosował kinetyczne równanie pierwszego rzędu, zakładając, że produkcja biogazu jest wynikiem konsumpcji węgla organicznego przez mikroorganizmy [36]:

$$\frac{dC_{og}}{C_{oe} - C_{og}} = kdt \quad (19)$$

gdzie:

$C_{og}$  - ilość związków węgla przemieniona w gaz w czasie  $t$ , [kg/Mg];

$t$  - czas rozkładu, [rok];

$k$  - stała szybkości rozkładu, [1/rok];

$C_{oe}$  - łączna ilość węgla organicznego przemieniana w gaz, [kg/M].

Z badań prowadzonych nad rozkładem glukozy Tabasaran uzyskał zależność liniową pomiędzy  $C_{oe}$  a łączną ilością związków organicznych węgla  $C_o$  [kg/Mg] oraz temperaturą  $T$  [°C], którą można wyrazić wzorem [36]:

$$C_{oe} = C_o \cdot (0,014 \cdot T + 0,28) \left[ \frac{\text{kg}}{\text{Mg}} \right] \quad (20)$$

Na produkcję biogazu wpływa również temperatura procesu. Na podstawie równania na  $C_{oe}$  i zależności (8-11 można określić całkowitą ilość biogazu, powstającą z rozkładu związków organicznych [36]:

$$G_0 = 1,868 \cdot C_o \cdot (0,014 \cdot T + 0,28) \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{Mg}} \right] \quad (21)$$

Poprzez transformację równania pierwszego rzędu oraz wykorzystanie równania na  $G_0$  Tabasaran uzyskał równanie na zmienność produkcji biogazu z czasem [36]:

$$G_t = G_0 \cdot [1 - \exp(-kt)] \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{Mg}} \right] \quad (22)$$

Chowdhury (1992) i in.[49] dodatkowo uzupełnili równanie reakcji pierwszego rzędu o tzw. czas opóźnienia. Jest to czas od momentu zdeponowania odpadów do rozpoczęcia procesu rozkładu. Poprzez scałkowanie równania rozkładu substratu [49]:

$$\frac{dS}{S} = -k \cdot dt \quad (23)$$

od czasu początkowego  $t_0$  do czasu  $t$  uzyskuje się następującą zależność [49]:

$$S_t = S_0 \cdot \exp[-k \cdot (t - t_0)] \left[ \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] \quad (24)$$



gdzie:

$S_0$  - stężenie substratu w czasie  $t = t_0$ , [kg/m<sup>3</sup>];

$S_t$  - stężenie substratu w czasie  $t - t_0$ , [kg/m<sup>3</sup>];

$k$  - stała szybkości rozkładu, [1/rok].

Autorzy założyli, że skumulowana, jednostkowa produkcja gazu ( $G_t$ ) jest proporcjonalna do stężenia rozłożonych substratów [49]:

$$G_t = L \cdot f \cdot (S_0 - S_t) \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (25)$$

gdzie:

$L$  - jednostkowa produkcja potencjalna metanu, [m<sup>3</sup>/Mg]

$f$  - udział rozkładalnej frakcji w całkowitej masie odpadów.

Podstawiając do równania na  $G_t$  wartość  $S_t$  otrzymujemy równanie [49]:

$$G_t = L \cdot f \cdot S_0 \cdot \{1 - \exp[-k \cdot (t - t_0)]\} \left[ \frac{\text{m}^3}{\text{m}^3} \right] \quad (26)$$

Równanie to można zapisać w postaci [49]:

$$\ln \left( 1 - \frac{G_t}{L \cdot f \cdot S_0} \right) = -k \cdot t + k \cdot t_0 \quad (27)$$

Wykreślając liniową zależność [49]:

$$\ln \left( 1 - \frac{G_t}{L \cdot f \cdot S_0} \right) \quad (28)$$

od  $t$ , można określić  $k$  jako nachylenie prostej oraz  $k \cdot t_0$  jako wartość funkcji w punkcie przecięcia wykreślonej prostej z osią rzędnych. Jednak potrzebna jest do tego znajomość udziału rozkładalnej frakcji w całkowitej masie odpadów.

### Model Hoeks'a

Tempo degradacji odpadów organicznych może być obliczone zakładając, że przebiega ona zgodnie z reakcją pierwszego rzędu, co wyraża równanie [50]:

$$\frac{dP_t}{dt} = -kP_t \quad (29)$$

gdzie:

$P_t$  - zawartość degradowalnej materii organicznej w czasie  $t$ , [kg/Mg odpadów]

$k$  - stała szybkości rozkładu, [1/rok]

Po scałkowaniu równanie przyjmuje postać [50]:

$$P_t = P_0 \cdot \exp[-kt] \quad (30)$$

gdzie:

$P_0$  - zawartość degradowalnej materii organicznej w czasie  $t = 0$ , [kg/Mg].

Jeżeli reakcję produkcji gazu z materii organicznej wyrazimy równaniem [50] produkcja gazu wyniesie  $0,8\text{m}^3/\text{kg}$  degradowalnej materii organicznej (skład gazu: 50%  $\text{CH}_4$  i 50%  $\text{CO}_2$ ). Produkcja gazu z produktów tłuszczowych, jak kwas stearynowy ( $\text{C}_{18}\text{H}_{36}\text{O}_2$ ), jest dużo większa ze znacząco wyższą zawartością metanu (około  $1,5\text{ m}^3/\text{kg}$ , 70%  $\text{CH}_4$  + 30%  $\text{CO}_2$ ). W tym modelu, różnice w ilości składników gazu zależne od rodzaju substratu, zostały pominięte, a materia organiczna została opisana prostą formułą  $(\text{CH}_2\text{O})_n$ , dając produkcję biogazu na poziomie  $0,8\text{ m}^3/\text{kg}$  odpadów ( $25^\circ\text{C}$ , 1 atmosfera).



Specyficzna produkcja gazu może być wyznaczona z równania [50]:

$$\alpha = -0,8 \cdot \frac{dP_t}{dt} = 0,8kP_0 \cdot \exp[-kt] \quad (32)$$

gdzie:

- $\alpha$  - specyficzna produkcja gazu, [ $\text{m}^3/\text{Mg} \cdot \text{rok}$ ];
- $P_t$  - zawartość degradowalnej materii organicznej w czasie  $t$ , [ $\text{kg}/\text{Mg}$  odpadów];
- $P_0$  - zawartość degradowalnej materii organicznej w czasie  $t = 0$ , [ $\text{kg}/\text{Mg}$ ].

Wartości  $k$  i  $P_0$  zmienia się z naturą materiału organicznego.

Zakładając, że każdy składnik organiczny ma określoną wartość  $k$  i  $P_0$ , równanie  $\alpha$  może być wyrażone następująco [50]:

$$\alpha = \sum_{i=1}^n 0,8k_i P_{0,i} \cdot \exp[-kt] \quad (33)$$

gdzie:

- $\alpha$  - całkowita produkcja gazu, [ $\text{m}^3/\text{Mg} \cdot \text{rok}$ ],
- $k_i$  - stała szybkości rozkładu dla składnika  $i$ , [ $1/\text{rok}$ ],
- $P_{0,i}$  - ilość składnika  $i$  w czasie  $t = 0$ , [ $\text{kg}/\text{Mg}$ ],
- $n$  - liczba składników,
- $t$  - czas, [ $\text{rok}$ ].

Wartość  $k$  może być obliczona na podstawie równania (16). Bazując na tych założeniach, łączna produkcja biogazu może być obliczona z równania [50]:

$$A_t = \sum_{i=1}^n 0,8 P_{0,i} (1 - e^{-k_i t}) \quad (34)$$

gdzie:

- $A_t$  - łączna produkcja gazu od czasu  $t = 0$ , [ $\text{m}^3/\text{Mg}$  odpadów],
- $P_{0,i}$  - ilość składnika  $i$  w czasie  $t = 0$ , [ $\text{kg}/\text{Mg}$ ],
- $k$  - stała szybkości rozkładu, [ $1/\text{rok}$ ].

### Model IPCC (Międzynarodowy Zespół do Spraw Zmian Klimatycznych)

Model ten oparty jest na teoretycznej wydajności gazowej składowiska [51].

$$MP = (MSW_t \cdot MSW_F \cdot MCF \cdot DOC \cdot DOC_F \cdot F \cdot \frac{16}{12}) \cdot (1 - OX) \quad (35)$$

gdzie:

MP - produktywność metanu przez złożę odpadów [Mg/rok];

MSW<sub>t</sub> - całkowita ilość wytworzonych odpadów komunalnych na danym obszarze [Mg/rok];

MSW<sub>F</sub> - część z MSW<sub>t</sub> składowana na składowisku (określona ułamkiem np. 0,9);

MCF - współczynnik korekcyjny produktywności metanu uzależniony od budowy składowiska odpadów, mogący przyjmować następujące wartości:

- MCF = 1,0 dla składowisk zorganizowanych i zarządzanych od fazy projektu aż do momentu zamknięcia;
- MCF = 0,8 dla składowisk niezorganizowanych (dzikich) umiejscowionych w nieckach o głębokości powyżej 5m;
- MCF = 0,6 wartość ustalona dla składowisk, w przypadku, których nie ma możliwości określenia ich budowy (wartość domyślna).
- MCF = 0,4 dla składowisk niezorganizowanych w nieckach o głębokości poniżej 5m;

DOC - ilość rozkładalnego węgla organicznego w masie odpadów [kg C/kg MSW] określana na podstawie wzoru [51]:

$$DOC = 0,4 \cdot (A) + 0,17 \cdot (B) + 0,15 \cdot (C) + 0,30 \cdot (D) \quad (36)$$

gdzie:

A - papier i tekstylia określone procentowo w MSW;

B - odpady z ogrodów i parków oraz inne niespożywcze odpady organiczne określone procentowo w MSW;

C - odpady spożywcze określone procentowo w MSW;

D - drewno określone procentowo w MSW;

DOC<sub>F</sub> - współczynnik rozkładu węgla organicznego DOC. Wartość domyślna 0,77.

Współczynnik DOC<sub>F</sub> można też obliczyć na podstawie wzoru opracowanego przez Tabasarana [51]:

$$DOC_F = 0,014 \cdot T + 0,28 \quad (37)$$

gdzie:

T - temperatura w złożu odpadów w fazie metanogenezy;

F - zawartość metanu w gazie składowiskowym. Wartość domyślna 50%;

16/12 - przeliczenie konwersji węgla na metan;

OX - współczynnik utlenienia. Wartość domyślna = 0.

Założenie, że cały metan wytworzony z odpadów zdeponowanych na składowisku w danym roku jest odbierany w roku deponowania należy do wad tego modelu. Ponadto obliczenia metoda ta nie uwzględnia czasowego rozkładu materii organicznej jak ma to miejsce w rzeczywistych warunkach. Z powodu przyjętych założeń i uproszczeń opracowane według metody IPCC wyniki są wyidealizowane, przez co mogą służyć jedynie celom porównawczych w przypadku ogólnego bilansowania wytworzonego metanu.

### **Model ADM1**

Odrębnym modelem, kompleksowo ujmującym przebieg procesu fermentacji jest opracowany w 2002 roku przez The International Water Association (IWA) Task Group for Mathematical Modelling of Anaerobic Digestion Processes model ADM1 (Anaerobic Digestion Model No. 1). Zaproponowany model jest precyzyjnym narzędziem używanym do symulacji i analizy procesów fermentacji metanowej. Jednak, w celu osiągnięcia miarodajnych wyników symulacji, niezwykle istotne jest uzyskanie odpowiedniej charakterystyki substratów podlegających procesowi rozkładu oraz przemianom, dającym w efekcie produkt w postaci biogazu [52] Model jest głównie dedykowany do symulacji pracy komór fermentacyjnych osadów ściekowych, których charakterystyka została już dokładnie zdefiniowana. Problemem jest stosunkowo niewielka liczba opracowań na temat przygotowania danych do modelu rozkładu beztlenowego dla odpadów przemysłu spożywczego (np. przetwórstwa owocowo-warzywnego, zakładów mleczarskich, resztek spożywczych, odpadów komunalnych) oraz hodowli zwierząt. Model ADM1 opiera się na bilansie ChZT, jednak równie istotny jest bilans azotu, w tym analiza zawartości azotu w substracie (zarówno w formie związanej, jak i rozpuszczonej) oraz odpowiednia modyfikacja współczynników modelu. W przypadku rozkładu substratu zawierającego surowce pochodzące z różnych źródeł istotna jest analiza komponentów składowych, jak również poszczególnych frakcji organicznych w nich zawartych. Każdy z surowców charakteryzuje się indywidualnym składem, a tym samym wartością ChZT. Stąd też precyzyjne frakcjonowanie komponentów składowych jest kluczowym elementem prawidłowego opisu materiału organicznego. Stąd wymagane jest dobranie odpowiednich parametrów kinetycznych i stechiometrycznych. Metoda mająca na celu wyznaczenie zawartości poszczególnych związków organicznych powinna zostać dobrana na podstawie indywidualnej charakterystyki symulowanego obiektu oraz dostępnych danych pomiarowych [52] Szczegółowy opis modelu ADM1 oraz jego stosowność znaleźć można w literaturze przedmiotu [53], [54].

Opracowano wiele innych modeli szacowania produkcji biogazu ze składowisk odpadów, do których zaliczyć można:

- Model FOD [51]
- Model IGNiG [51]
- LandGem [55]
- Model pierwszego rzędu wg EPA [44]
- Model różnicowy produkcji biogazu [42]
- Model Palos Verdes [56]
- Zmodyfikowany model pierwszego rzędu [56]
- Model wielofazowy [44].

Modelowanie potencjału produkcji biogazu pozwala na obliczenie teoretycznie możliwej do pozyskania ilości biogazu z określonej masy odpadów jak i czasową zmienność produktywności gazowej składowisk odpadów komunalnych zarówno w trakcie eksploatacji, jak i po jej zakończeniu.

Znajomość potencjału gazowego odpadów pozwala na przeprowadzenie wstępnej analizy opłacalności inwestycji odgazowania danego składowiska. Zdarza się tak, że nieeksploatowane już składowiska charakteryzują się zbyt niską produktywnością gazową (ze względu na swój wiek, a przez to stadium metanogenezy) i instalacja systemu odgazowującego nie jest uzasadniona z powodów ekonomicznych. W przypadku, gdy z przeprowadzonych analiz wynika, że składowisko wymaga prowadzenia odzysku biogazu, znajomość potencjału gazowego oraz jego czasowej zmienności pozwoli na zaprojektowanie systemu odgazowującego, ilości i rozmieszczenia studni odgazowujących oraz dobranie adekwatnych mocy urządzeń lub też zastosowania mobilnych stacji dystrybucji biogazu.

Dobór odpowiedniej metody powinien uwzględniać specyfikę analizowanego składowiska (np. recykulacja odcieków), dlatego analizowane modele różnią się parametrami użytymi do określania potencjału produkcji biogazu, a także założeniami i zakresem ich stosowalności. Częste uproszczenia prowadzą do zawyżonych wyników nieodzwoiercedlających prawdziwej możliwej do pozyskania ilości biogazu. Inną przyczyną może być nieumiejętne dobranie parametrów, jak: stała produkcji biogazu  $k$ , czy czas połowicznego rozkładu  $t_{1/2}$ . Problemem jest często konieczność wyznaczenia wielu parametrów w laboratorium.

Zastosowanie metody wskaźnikowej jest zbytnim uproszczeniem i nie odzwierciedla rzeczywistej produktywności składowisk odpadów. W związku z tym postępujący rozwój modeli matematycznych służących określaniu potencjału gazowego odpadów komunalnych, pozwala na uwzględnianie coraz większej ilości parametrów, jak: struktura składowiska (model IPCC), bilans energetyczny i masowy (model różnicowy Wandrasza i Landrata), czas opóźnienia (model Tabasarana). Zastosowanie coraz większej ilości parametrów pozwala na dokładniejsze odzwierciedlenie rzeczywistych warunków panujących w składowisku, jednak ich mnogość może się odbić negatywnie na rzetelności uzyskanych wyników produkcji biogazu. Stwarza także konieczność przeprowadzenia dodatkowych analiz, które mogą być kosztowne i czasochłonne. Konieczność wykonywania coraz większej liczby analiz powoduje powiększenie ryzyka popełnienia błędu, ze względu na sumowanie się błędów jednostkowych analiz. Istnieją także modele nazbyt uproszczone (model zerowego rzędu) gdzie produkcja gazu nie zależy od wieku odpadów i jest stała w czasie. Większość modeli określania potencjału produkcji biogazu opiera się jednak na równaniach kinetycznych pierwszego rzędu, które uwzględniają wpływ wieku odpadów na produkcję biogazu.

Wobec polskich warunków sprawdziły się modele Tabasarana oraz Hoeks'a. W modelu Hoeks'a wymagana jest znajomość zawartości biodegradowalnej materii organicznej w odpadach. Wyznaczenie tego parametru jest pracochłonne oraz wymaga dużego nakładu czasu. Dla obliczenia ilości powstającego gazu według modelu Tabasarana niezbędna jest znajomość łącznej ilości związków organicznych węgla zawartych w odpadach. Oznaczenie to jest kosztowne i wymaga odpowiedniego wyposażenia laboratorium.

Model ten pozwala także na obliczenie zmienności produkcji biogazu z czasem. Jako że model Tabasarana przewiduje zależność produkcji biogazu od temperatury, wyznaczenie stałej produkcji biogazu dla określonej temperatury wymaga przeprowadzenia symulacji rozkładu odpadów w warunkach laboratoryjnych.

Poniżej przedstawiono przykładowe zastosowanie modelowania produkcji biogazu, wraz z procedurą doboru układu ujęcia i wykorzystania biogazu w projektowanym Okresowym bioreaktorze Beztlenowym (OBB) wg technologii Anabiorec™. Za punkt wyjścia do modelowania przyjęto dane o składzie morfologicznym frakcji podsitowej odpadów komunalnych w której udział łatworozkładalnej materii organicznej stanowi 55% oraz łącznej masie odpadów deponowanych w OBB tj. 31370 Mg/rok.

Ponadto do dalszych obliczeń założono, że:

- fermentacji w OBB poddane będzie 31 370 Mg/rok zmieszanych odpadów komunalnych;
- liczba sektorów OBB 4;
- czas zapełniania jednego sektora OBB wyniesie 12 miesięcy;
- łączny czas eksploatacji OBB wyniesie 10 lat;
- OBB zajmować będzie teren o powierzchni 1,3 ha;
- Średnia miąższość sektora odpadów wyniesie 10-11 m.

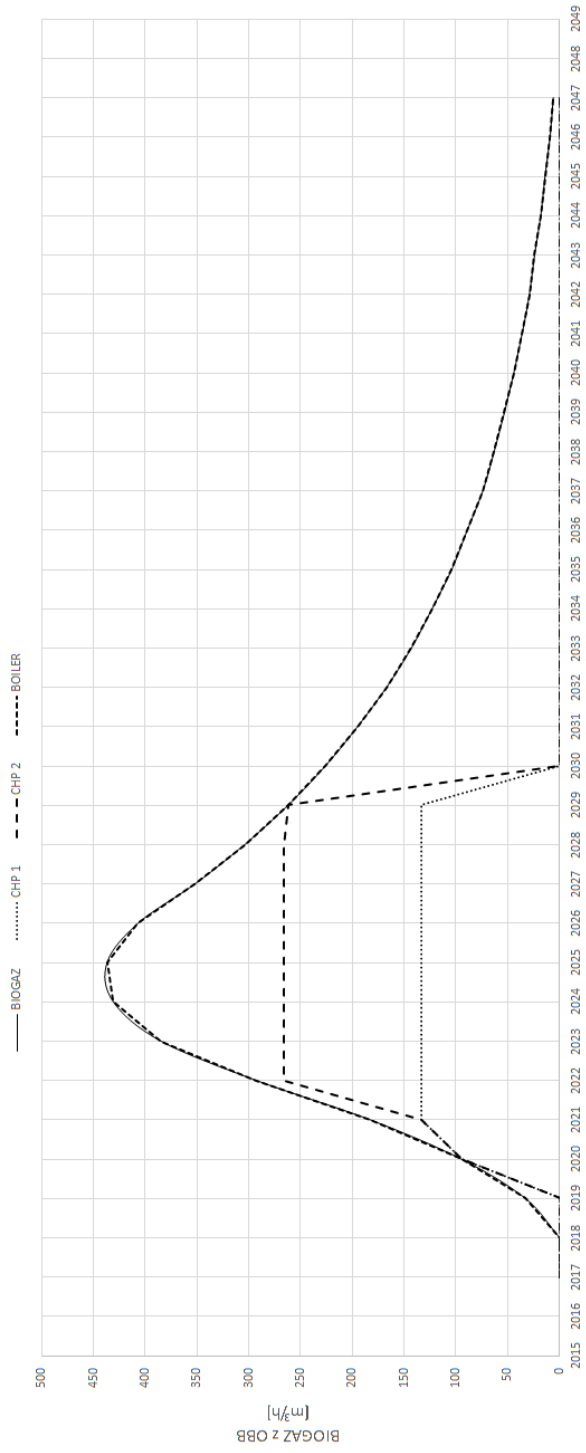
Do symulacji przemian beztlenowych zachodzących w OBB wykorzystano model produkcji biogazu zaproponowanym przez Tabasarana [47]. Modelowanie przeprowadzono z uwzględnieniem inokulacji odpadów preparatem Organic Waste Stabilizer (OWS) w dawce 1 dm<sup>3</sup>/Mg (założono, iż preparat zwiększy średnią temperaturę procesu o 10°C do 30°C). Przeprowadzone modelowanie pracy OBB z dodatkiem preparatu OWS wykazało:

- kolejne sektory napełniane są w latach od 2018-2021 – łącznie w OBB umieszczonych zostanie 125 480 Mg odpadów,
- efektywna produkcja biogazu ujmowanego do zasilania jednostek kogeneracyjnych (CHP) trwa przez 10 lat od 2019 do 2029 rok,
- masa biogazu wyprodukowanego w OBB z dodatkiem preparatu OWS w okresie 10 lat wyniesie 37 357 ton, co odpowiada 27 867 385 m<sup>3</sup>,
- efektywność usunięcia masy odpadów w procesie fermentacji metanowej w OBB wyniesie 30% wsadu.

Zaproponowano układ kogeneracyjny złożony z dwóch jednostek CHP MAN 252-326. Parametry pracy jednostki CHP zestawiono w tabeli 11.

Badania modelowe wykazały, iż po wykorzystaniu części biogazu do zasilenia jednostek CHP pozostaje nadmiar biogazu, który może być dopalany w wodnym kotle gazowym o mocy 1150 kW<sub>t</sub>, lub też może zasilać mobilną stację dystrybucji biogazu.

Na rysunku 1 przedstawiono szacowaną podaż biogazu wraz z jego przewidywanym wykorzystaniem w elektrowni.



Rysunek 1: Szacowana produkcja biogazu w OBB wraz z przewidywanym wykorzystaniem biogazu w układzie 2 modułów CHP oraz kotła

Tabela 11: Parametry pracy elektrowni zasilanej biogazem z OBB

| Urządzenie       | Moc elektryczna<br>[kW <sub>e</sub> ] | Sprawność<br>[%] | Moc cieplna<br>[kW <sub>t</sub> ] | Moc paliwa<br>[kW <sub>g</sub> ] | Przepływ gazu<br>[m <sup>3</sup> /h] | Sprawność cieplna<br>[%] |
|------------------|---------------------------------------|------------------|-----------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|--------------------------|
| CHP MAN 252-326  | 252                                   | 38,0             | 326                               | 663                              | 133                                  | 50                       |
| CHP MAN 252-326  | 252                                   | 38,0             | 326                               | 663                              | 133                                  | 50                       |
| Cała elektrownia | 504                                   | 38,0             | 652                               | 1326                             | 266                                  | 50                       |

W wyniku modelowania obliczono, iż sumaryczna energia elektryczna uzyskana z biogazu wyniesie 32083 MWh. Założono, iż nadmiarowy biogaz generowany w OBB wykorzystywany będzie w gazowym kotle wodnym o mocy 1150 kW. Sumaryczne ciepło wytworzone netto wyniesie 283425 GJ. W przypadku braku możliwości wykorzystania wytwarzanego ciepła opcjonalnym rozwiązaniem jest wdrożenie mobilnej stacji dystrybucji biogazu.

### 1.3. Wartość energetyczna biogazu

Wartość opałowa gazu uzyskanego w wyniku fermentacji bioodpadów kształtuje się na poziomie od 12 do 21 MJ·m<sup>-3</sup> [57]. W wyniku zateżnienia metanu wartość opałowa gazu wzrasta do 35,7 MJ·m<sup>-3</sup>. Gaz o zawartości metanu większej niż 40-45 % może być stosowany jako paliwo w turbinach gazowych, generatorach energii elektrycznej oraz w urządzeniach do produkcji energii w cyklu skojarzonym, czyli do wytwarzania energii elektrycznej i ciepła [58]. Wartość energetyczna biogazu uzależniona jest od procentowej zawartości metanu w mieszaninie. Skład wsadu bioreaktora oraz warunki procesowe jak temperatura i stopień wymieszania, mają bezpośredni wpływ na zawartość metanu. Wartość opałowa uzależniona jest także od wilgotności biogazu po procesie uzdatniania. Zawartość wilgoci powoduje różnicę pomiędzy ciepłem spalania i wartością opałową. Wartości opałowe biogazu rolniczego, ściekowego i wysypiskowego w zestawieniu z innymi paliwami konwencjonalnymi zostały przedstawione w tabeli 12.

Na podstawie składu gazu, którego metody szacowania przedstawiono w rozdziale 1.2 można określić ciężar objętościowy ( $\rho$ ) w [kg·m<sup>-3</sup>] składników gazu:

$$\rho = \frac{C\% \cdot M}{22,4 \cdot 100} \quad (38)$$

gdzie:

C% - stężenie % obj. składnika biogazu,

M – masa cząsteczkowa składnika biogazu, 1 mol gazu zajmuje objętość 22,4 dm<sup>3</sup>.

Dla wyliczonych ciężarów objętościowych składników biogazu oraz wartości opałowej metanu ( $C_w$ ) równej 50 MJ·kg<sup>-1</sup> kaloryczność biogazu wynosi:

$$C_{w_b} = \rho \cdot C_w \quad (39)$$



gdzie:

$C_{wb}$  - kaloryczność gazu  $\text{MJ}\cdot\text{m}^{-3}$ .

Przy zawartości zawartość metanu w biogazie na poziomie 50 %, wartość opałowa biogazu wyniesie około  $18 \text{ MJ}\cdot\text{m}^{-3}$ .

Tabela 12: Skład biogazu i gazu ziemnego [3],[59]

| Rodzaj paliwa        | Ciepło spalania [ $\text{MJ}/\text{m}^3$ ] | Wartość opałowa [ $\text{MJ}/\text{m}^3$ ] | Przelicznik w stosunku do $1\text{m}^3$ biogazu o wartości opałowej $26 \text{ MJ}/\text{m}^3$ |
|----------------------|--|--|--|
| Biogaz (porównawczy) | -  | 20-26                                      | $1 \text{ m}^3$  |
| Biogaz rolniczy      | 19,8-29,5                                  | 18-27                                      | -  |
| Biogaz ściekowy      | 23,8-29,5                                  | 21,6-27                                    | -  |
| Biogaz wysypiskowy   | 18-22                                      | 16,2-19,8                                  | -  |
| Gaz ziemny E         | 42   | 36   | -  |
| Gaz ziemny Ls        | 37   | 33   | -  |
| Olej napędowy        | -  | $41,9 \text{ MJ}/\text{l}$                 | $0,62 \text{ m}^3$   |
| Węgiel kamienny      | -  | $23,4 \text{ MJ}/\text{kg}$                | $1,1 \text{ kg}$   |
| Biopaliwo z rzepaku  | -  | $36,5 \text{ MJ}/\text{kg}$                | $0,7 \text{ kg}$   |
| Etanol               | -  | $29,6 \text{ MJ}/\text{kg}$                | $0,85 \text{ kg}$  |
| Drewno opałowe       | -  | $13,3 \text{ MJ}/\text{kg}$                | $2 \text{ kg}$   |

Efektom prowadzenia procesu fermentacji jest przede wszystkim:

- uzyskanie biogazu, stanowiącego źródło energii (kaloryczność biogazu z biogazowni rolniczej wynosi około  $23 \text{ MJ}/\text{m}^3$ , w przypadku oddzielenia z biogazu dwutlenku węgla jego wartość opałowa wzrasta do  $35,7 \text{ MJ}/\text{m}^3$ ) - ilość i skład biogazu zależy od wybranej technologii oraz substratów,
- rozkład związków organicznych, w tym wielu, które trudno ulegają rozkładowi w warunkach tlenowych, do  $\text{CH}_4$ ,  $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{O}$ .

#### 1.4. Przebieg fermentacji metanowej

Według [60], fermentacja to zespół przemian biochemicznych zachodzących w warunkach beztlenowych, podczas których wielocząsteczkowe substancje organiczne są rozkładane do alkoholi bądź niższych kwasów organicznych. Jako produkt rozkładu uzyskuje się także metan, dwutlenek węgla i wodę. Substancjami rozkładanymi są przede wszystkim węglowodany, tłuszcze i białka, a także ich związki pochodne. Cały ten proces zachodzi dzięki obecności odpowiednich bakterii, a w przypadku powstawania metanu mówi się o bakteriach metanogennych. Do powstania metanu prowadzi rozkład dwutlenku węgla i kwasu octowego. Biogaz powstały w procesie fermentacji metanowej,

składa się głównie z metanu i dwutlenku węgla oraz niewielkich ilości azotu, siarkowodoru i wodoru.

Z badań przeprowadzonych w 1963 przez McCarty'ego [29] i jego zespół wynikało, że kwas octowy, który jest ostatnim produktem beztlenowego rozkładu związków organicznych, jest również kluczowym surowcem do wyprodukowania metanu. Jak już wcześniej wspomniano w pracy do wytworzenia metanu niezbędna jest obecność bakterii metanogennych. W 1967 Bryant [61] odkrył, że wcześniej specjalnie wyhodowane bakterie *Methanobacillus omelianskii* są nie jednym, lecz dwiema gatunkami bakterii, które ze sobą ściśle współżyją. Z punktu widzenia morfologii są bardzo podobne, natomiast fizjologicznie różne, lecz uzupełniające się. Jedna z nich skutecznie prowadzi do utlenienia kwasu octowego, natomiast druga – metanogenna, rozkłada kwas octowy do metanu i dwutlenku węgla.

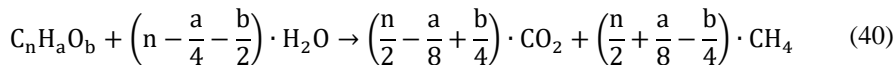
Korzystając z wyników badań nad czystymi hodowlami bakterii stwierdzono, że reduktorem w reakcji jest wodór, a pożywką dla nich są [29]:

- kwas octowy ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ),
- kwas mrówkowy ( $\text{HCOOH}$ ),
- alkohol metylowy ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ),
- $\text{CO}_2$  lub jon kwasu węglowego (IV)  $\text{HCO}_3^-$ ,
- metyloaminy, takie jak:  $\text{CH}_3\text{NH}_2$ .

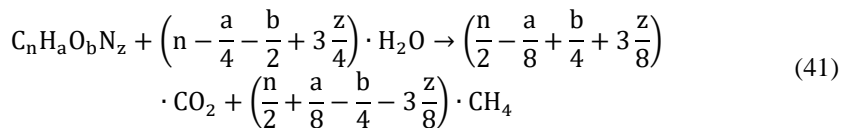
Natomiast w przypadku hodowli bakterii żyjących w symbiozie z innymi bakteriami pożywką są [29]:

- kwas kapronowy ( $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_3\text{CH}_2\text{COOH}$ ),
- kwas walerianowy ( $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_2\text{CH}_2\text{COOH}$ ),
- kwas masłowy ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{COOH}$ ),
- kwas propionowy ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{COOH}$ ),
- alkohol amylovowy ( $\text{CH}_3(\text{CH}_2)_2\text{CH}_2\text{OH}$ ),
- alkohol propylowy ( $\text{CH}_3\text{CH}_2\text{CH}_2\text{OH}$ ),
- aldehyd octowy ( $\text{CH}_3\text{CHO}$ ).

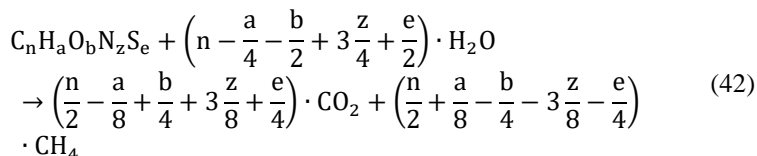
**Mechanizm powstawania biogazu.** Biogaz jest palnym gazem i produktem fermentacji anaerobowej związków pochodzenia organicznego zawierających m.in. skrobię, białko, węglowodany i celulozę, a także częściowo z ich rozpadu gnilnego, powstający w biogazowni. Zaproponowano wiele wyjaśnień mechanizmu fermentacji metanowej [62] Przykładowo, dla materii organicznej o składzie pierwiastkowym C, H, O lub C, H, O, N, czy też przy uwzględnieniu siarki (S) stosunek molowy fermentacji metanowej może przyjmować następujące postaci (Równanie wg Buswella i Mullera (40)):



Wzór nie uwzględnia zawartości związków azotu, który w nadmiarze niekorzystnie wpływa na przebieg procesu beztlenowego. Poprawkę na zawartość azotu uwzględnia równanie zaproponowane przez O'Rourke (41), które jest rozszerzeniem opisanego powyżej równania Buswell'a i Mueller'a (40):



W 1976 roku Boyle dokonał rozszerzeń równania o kolejny pierwiastek – siarkę (42).



gdzie:

C,H,N,S,O – pierwiastki chemiczne,  
n, a, b, z – liczba atomów pierwiastków.

Przedstawione reakcje stanowią uproszczenie, gdyż fermentacja metanowa jest złożonym procesem biochemicznym, zachodzącym w warunkach beztlenowych. W procesie tym wielkocząsteczkowe substancje organiczne są rozkładane przez bakterie na związki proste, chemicznie ustabilizowane: głównie metan i dwutlenek węgla. Fermentacja przebiega w czterech głównych etapach, przy udziale trzech grup mikroorganizmów, z których każda wymaga odpowiednich dla siebie, specyficznych warunków środowiskowych Pohland (1992) [63]:

- **Etap I** – hydroliza,
- **Etap II** – acidogeneza,
- **Etap III** – octanogeneza,
- **Etap IV** - metanogeneza.

Faza I, hydrolityczna, w której białka, węglowodory, tłuszcze podlegają reakcjom hydrolizy przy udziale bakterii z grupy względnych beztlenowców (*Streptococcus*, *Enterobacterium*). Węglowodany, celuloza, skrobia, sacharoza, pektyny, hemicelulozy, hydrolizowane są do cukrów prostych; tłuszcze, lipidy, trójglicerydy do glicerolu, cholesterolu i wyższych kwasów tłuszczowych, natomiast białka do aminokwasów. W wyniku hydrolizy powstają substancje organiczne rozpuszczalne w wodzie.

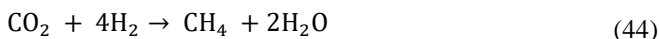
W fazie II, acidogennej (kwaśnej), produkty hydrolizy przetwarzane są przez fakultatywne bakterie kwasogenne do prostych kwasów organicznych: mrówkowego, octowego, propionowego, masłowego, walerianowego, kapronowego, alkoholi: metanolu, etanolu, aldehydów oraz wodoru i dwutlenku węgla. Powstaje również siarkowodor i amoniak, które powodują intensywny zapach w tej fazie procesu. W fazie II może nastąpić obniżenie odczynu do pH 5,5, co związane jest z produkcją lotnych kwasów tłuszczowych. Najczęściej spadek odczynu jest buforowany zachodzącymi równocześnie przemianami lotnych kwasów do produktów końcowych, co zapewnia utrzymanie odczynu podczas fermentacji w granicach od pH 6,8 do 7,4. Bakterie fazy kwaśnej są fakultatywnymi beztlenowcami, które zużywając tlen stwarzają dogodne warunki do rozwoju obligatoryjnych beztlenowców.

W fazie III, octanogennej, kwasy organiczne rozkładane są do kwasu octowego. Poszczególne procesy jednostkowe mogą być prowadzone przez różne szczepy bakterii, na przykład bakterie *Methanobacterium suboxydans* są odpowiedzialne za rozkład kwasu walearianowego do kwasu propionowego, natomiast *Methanobacterium propionicum* za przemianę kwasu propionowego do octowego. Rozkład kwasów tłuszczowych, alkoholi oraz kwasów organicznych powoduje uwalnianie wodoru, który działa niekorzystnie na bakterie fazy octanogennej. Niezbędna jest, więc symbioza z autotroficznymi bakteriami metanowymi, zużywającymi wodór do redukcji dwutlenku węgla.

W fazie IV, metanogennej, bakterie metanowe wykorzystują produkty poprzednich faz: kwas octowy, dwutlenek węgla i wodór do produkcji metanu. Zdecydowana większość metanu - 72% powstaje w wyniku rozkładu kwasu octowego przez bakterie heterotroficzne według reakcji:



Pozostała część - 28% jest produktem redukcji dwutlenku węgla przez bakterie autotroficzne (chemoautotrofy – hydrogenotrofy):



Alternatywny podział procesu fermentacji polega na wydzieleniu następujących dróg przemian:

- enzymatycznej hydrolizy organicznych polimerów do organicznych monomerów,
- fermentacji organicznych monomerów do wodoru (lub mrówczanu), wodorowęglanów, pirogromianu, alkoholi i niższych kwasów tłuszczowych,
- utleniania zredukowanych produktów organicznych do wodoru (lub mrówczanu), wodorowęglanów przez bakterie octanogenne produkujące wodór,
- octanogeny rozkład wodorowęglanów przez bakterie homoacetogenne,
- utleniania zredukowanych produktów organicznych (alkoholi, kwasu masłowego i propionowego) do wodorowęglanów i octanu przez bakterie redukujące azotany i siarczany,
- utleniania przez te bakterie octanu do wodorowęglanu,
- utleniania przez te bakterie wodoru (lub mrówczanu),
- octanogenna fermentacja metanowa, metanogenne oddychanie przez wykorzystanie wodorowęglanu [64].

Faza metanogenezy prowadzona jest przez różnorodne szczepy bakterii, których występowanie i aktywność zależy od rodzaju substratu, warunków środowiskowych.

Do czynników wpływających na proces fermentacji metanowej należą:

- skład chemiczny substratu,
- temperatura procesu,
- czas procesu,
- ilość i częstotliwość doprowadzanego substratu,

- intensywność mieszania,
- hydrauliczny czas zatrzymania,
- czas zatrzymania biomasy mikroorganizmów,
- odczyn,
- zawartość lotnych kwasów tłuszczowych, wartość zasadowości,
- zawartość biogenów N, P, stosunek C/N,
- zawartość związków toksycznych,
- wilgotność.

Każde rozwiązanie technologiczne procesu fermentacji odpadów charakteryzowane jest poprzez pięć podstawowych parametrów, wynikających głównie z mechanizmu procesu powstawania metanu oraz z wymogów prowadzenia procesów biologicznych w skali technicznej. Są to:

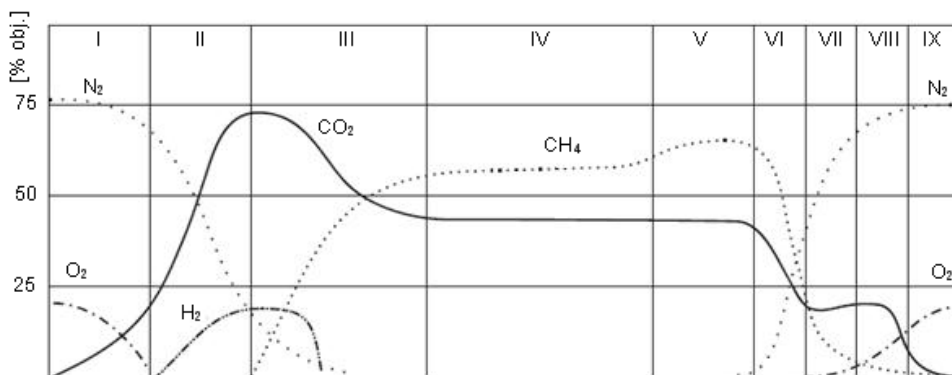
- wilgotność substratu (fermentacja: mokra, półsucha i sucha),
- temperatura fermentacji (fermentacja mezofilowa i termofilowa),
- przepływ substancji (ciągła lub okresowa),
- liczba stopni fermentacji (technologie jednostopniowe, dwu- lub wielostopniowe bez rozdziału faz po i stopniu, dwu- lub wielostopniowe z wydzieleniem fazy stałej po i stopniu),
- sposób mieszania (mechaniczne, gazem, perkolacja).

Ważnym czynnikiem stabilnego przebiegu beztlenowego rozkładu substancji organicznych jest odczyn. Masa fermentacyjna charakteryzuje się dużą pojemnością buforową ze względu na obecność kwasu octowego, fosforanów, węglanów i siarkowodoru oraz słabych zasad, jak wodorotlenek amonu. Pozwala to na utrzymanie optymalnego odczynu w zakresie od pH 6,8 do 7,4. Załamanie procesu fermentacji poprzez dominację fazy kwaśnej sygnalizowane jest wzrostem stosunku kwasów lotnych do zasadowości, a skutkuje to obniżeniem odczynu [64].

Na przebieg beztlenowej stabilizacji wpływa wartość stosunku związków organicznych do azotowych (C/N) w fermentowanej masie. Stosunek C/N w bioodpadach jest ważnym parametrem w ocenie deficytu składników odżywczych i inhibicji amoniakiem procesu fermentacji. Optimum stosunku C/N w bioodpadach fermentowanych powinno kształtować się na poziomie od 25:1 do 30:1. Zbyt wysoki stosunek C/N powoduje deficyt azotu, który ogranicza przyrost mikroorganizmów biorących udział w fermentacji. Natomiast zbyt niski stosunek C/N prowadzi do wzrostu toksycznego w stosunku do mikroorganizmów stężenia amoniaku [64].

Działanie toksyczne, w stosunku do bakterii metanowych, wykazuje wiele związków, zarówno wprowadzanych do reaktora, jak również, niektóre produkty przemian związków organicznych. Toksyczność produktów przemian zależna jest od ich stężenia, stopnia zdysocjowania oraz od wartości odczynu w fermentowanej masie. Formy niezdysojowane wykazują działanie toksyczne przy dużo mniejszym stężeniu niż formy zdysocjowane. Wśród produktów przemian zachodzących w komorze fermentacyjnej działanie toksyczne wykazują: kwasy organiczne, przy stężeniu powyżej 2000 mg  $\text{CH}_3\text{COOH}\cdot\text{dm}^{-3}$ , siarkowodor przy stężeniach od 25 do 50 mg  $\text{H}_2\text{S}\cdot\text{dm}^{-3}$ , amoniak, który hamuje proces metanogenezy przy stężeniu 1500 mg  $\text{NH}_3\cdot\text{dm}^{-3}$  [64].

W przypadku składowisk odpadów produkcja biogazu i jego właściwości są zmienne i mogą być charakteryzowane na podstawie analizy składu gazu składowiskowego w zależności od fazy przemian, w jakiej znajduje się hałda odpadów. Do opisu długoterminowych przemian w hałdzie składowiska wykorzystywany jest najczęściej model Farquhar, Rovers [65], zmodyfikowany przez Bockreis, Steinberg [66]. Autorzy podzielili procesy stabilizacji frakcji biodegradowalnej odpadów stałych na 9 faz (rysunek 2) i scharakteryzowali produkcję gazu podczas wieloletniego procesu stabilizacji. Według [66], pierwsze trzy fazy (I-III) produkcji gazu z odpadów zmieszanych trwają przynajmniej od 0,5 do 3 lat. W fazie I – tlenowej - wytwarzany jest CO<sub>2</sub>. W fazie II, emitowany przez hałdę odpadów gaz zawiera głównie wodór i dwutlenek węgla oraz niewielką ilość azotu. W fazie III następuje wzrost produkcji metanu do poziomu około 55% i spadek dwutlenku węgla z 70 do 45 %. W fazie III, stabilizacji frakcji biodegradowalnej odpadów, produkcja gazu jest największa. Po krótkim okresie stabilizacji odpadów w fazach I, II i III, następuje długa faza IV, która może trwać nawet przez 20 lat. W fazie IV wytwarzany metan i dwutlenek węgla pozostają w stosunku 1,25:1. Produkcja gazu zmniejsza się w porównaniu do fazy II, ale nadal jest wysoka, co powoduje, że ciśnienie gazu w hałdzie zapobiega infiltracji powietrza do hałdy. W fazie V ilość dwutlenku węgla emitowanego zmniejsza się w stosunku do emisji metanu. Stosunek metanu do dwutlenku węgla w gazie wzrasta do około 1,7-1,8:1. Ciśnienie gazów wewnątrz hałdy pozostaje wyższe niż ciśnienie otaczającego powietrza i ogranicza infiltrację powietrza do hałdy. W fazie VI zwanej też fazą infiltracji powietrza, następuje zmniejszenie ciśnienia gazów wewnątrz hałdy i powietrze swobodnie infiltruje do wnętrza hałdy. Infiltracja powietrza do hałdy zmienia skład i ilość emitowanego gazu. W górnych warstwach hałdy następuje zmiana warunków i rozpoczynają się przemiany tlenowe. Stosunek metanu do dwutlenku węgla w emitowanym gazie spada do wartości 0,6:1. W fazie VII następuje utlenianie metanu wewnątrz hałdy. Emisja metanu do atmosfery jest poniżej poziomu wykrywalności. W fazie VIII, zwanej fazą dwutlenku węgla i w fazie IX, tlenowej, produkcja metanu jest bliska zeru. W fazie VIII stężenie CO<sub>2</sub> utrzymuje się na poziomie 20%, a w fazie IX obecność tego gazu w biogazie praktycznie zanika. Stężenie azotu w emitowanym gazie wynosi około 78 %, tlenu od 2 do 17 %. Przedstawiony model opisuje produktywność hałdy odpadów zmieszanych i wskazuje na konieczność kontrolowania emisji i wykorzystania gazu.



Rysunek 2: Fazy produkcji oraz skład gazu emitowanego z haldy odpadów podczas stabilizacji beztlenowej (Bockreis, Steinberg, 2005) [66]

## 1.5. Technologie produkcji biogazu

W związku z istnieniem człowieka i jego działalnością na Ziemi powstaje znaczna ilość ścieków i odpadów. W części pochodzą one z gospodarstw domowych i rolnictwa, ale głównie z produkcji przemysłowej. Poza zewidencjonowanymi składowiskami odpadów istnieje także nieokreślona liczba tzw. dzikich wysypisk, które ze względu na wydzielający się z nich gaz wysypiskowy, czyli tzw. biogaz są zagrożeniem nie tylko dla środowiska, ale i również dla mieszkańców okolicy. Gęstość tego gazu jest ok. 1,04 razy większa niż powietrza, co powoduje, że gromadzi się on przy powierzchni ziemi i w jej zagłębieniach. Zagrożenie, które ten gaz stwarza, nie dotyczy jego toksyczności (jest gazem nietoksycznym), jest ono związane ze zbyt małą zawartością tlenu – wdychając go, można się udusić. Większym problemem okazuje się jednak łatwopalność, ponieważ głównym składnikiem biogazu jest metan, a przy jego stężeniu w granicach od 5÷15% w połączeniu z powietrzem powstaje mieszanina wybuchowa. Pożar, który wybucha na wysypisku z tego względu jest bardzo trudny do opanowania i może trwać miesiącami, wydzielając w tym okresie do atmosfery ogromne ilości dwutlenku węgla, dioksyn, sadzy, furanów i tlenku węgla. Niemniej jednak pomimo wskazanych zagrożeń, w przypadku produkcji biogazu w warunkach kontrolowanych, przy spełnieniu norm technicznych, technologicznych oraz środowiskowych możliwe jest uzyskanie wymiernych korzyści z jego produkcji. W dalszej części przedstawiono wybrane rozwiązania technologiczne produkcji biogazu z różnych źródeł: rolniczych, osadów ściekowych, odpadów komunalnych, w tym instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów, składowisk odpadów. W ciągu ostatnich 25 lat prowadzone są badania w skali laboratoryjnej, pilotowej oraz wdrożeniowej w celu opracowania optymalnej strategii fermentacji bioodpadów. Badania dotyczą warunków prowadzenia procesu tj: parametrów technologicznych, wilgotności substratu, temperatury, stopni fermentacji, przepływu substratu. W zależności od zawartości suchej masy (s.m.) w odpadach, proces fermentacji prowadzony jest jako fermentacja mokra o zawartości suchej masy < 20 %, półsucha o zawartości suchej masy około 20 % i sucha > 20 % s.m.

W fermentacji mokrej bioodpady są stabilizowane w systemie reaktorów konwencjonalnych, a jednorodność fermentującej masy uzyskuje się poprzez mechaniczne mieszanie. W celu utrzymania w reaktorze koncentracji suchej masy bioodpadów na poziomie < 20% stosuje się metody perkolacyjne, upłynniające bioodpady, dodaje się wody nadosadowe lub prowadzi wspólną fermentację bioodpadów ze ściekami, osadami ściekowymi [67].

W fermentacji suchej obciążenie ładunkiem reaktora wynosi około  $10 \text{ kg s.m.}\cdot\text{m}^{-3}\cdot\text{d}^{-1}$  (reaktory wysoko obciążone). Od lat 90. reaktory wysoko obciążone są eksploatowane jako stabilne układy. Problemem w technologiach suchych pozostaje homogeniczność fermentowanych odpadów. Całkowite wymieszanie odpadów jest niemożliwe i pełny kontakt mikroorganizmów i substratu w tych technologiach jest trudny do uzyskania. W reaktorze są, więc miejsca o różnej intensywności przemian. W fermentacji suchej często stosuje się recyrkulację wód nadosadowych, w celu poprawy homogeniczności procesu. Najczęściej stosowane technologie fermentacji suchej pracują w zakresie od 30 do 40% s.m. substratu doprowadzanego do reaktora [68].

Temperatura jest jednym z czynników operacyjnych wpływających na efektywność wytwarzania biogazu. Proces stabilizacji bioodpadów jest prowadzony zarówno w zakresie temperatur mezofilowych jak i termofilowych. Fermentacja mezofilowa odpadów stałych zachodzi w zakresie temperatury do  $37 \text{ }^\circ\text{C}$ . Zakłada się, że proces termofilny przebiegający w temperaturze około  $55 \text{ }^\circ\text{C}$ , jest mniej stabilny. Pomimo tego od 25 lat rozwijane są technologie wykorzystujące fermentację mezofilową, zaletą fermentacji termofilowej jest wyższa szybkość reakcji, krótszy czas zatrzymania w reaktorze (HRT) w porównaniu do fermentacji mezofilowej. Porównując efektywność fermentacji mezofilowej i termofilowej bioodpadów wykazano, że fermentacja sucha oraz wspólna fermentacja z osadami ściekowymi w warunkach termofilnych, przy HRT 12 dni podwaja ilość uzyskanego gazu w warunkach mezofilnych przy HRT 15 dni. Wytworzona ilość gazu w warunkach termofilowych rekompensuje dodatkową energię wymaganą do ogrzania fermentowanej masy. Fermentacja termofilna gwarantuje lepszą higienizację stabilizowanej masy niż w warunkach mezofilnych. Utrzymanie temperatury  $53 \text{ }^\circ\text{C}$  przez około 1,2 h pozwala na unieszkodliwienie ponad 90 % organizmów patogennych, podczas gdy w temperaturze  $37^\circ\text{C}$  potrzeba 7,1 doby [64].

W warunkach eksploatacyjnych dominują reaktory jednofazowe, tańsze inwestycyjnie. Doświadczenia eksploatacyjne potwierdzają, że optymalizacja fermentacji bioodpadów wymaga oddzielenia fazy hydrolizy od fazy wytwarzania metanu [69]. Również wartości eksploatacyjne parametrów technologicznych wskazują, że w systemach dwufazowych HRT jest krótsze, a obciążenie ładunkiem objętości reaktora (OLR) wyższe niż w reaktorach jednofazowych. System dwufazowy chroni proces fermentacji przed zmiennym obciążeniem ładunkiem objętości reaktora (OLR), w tym również przed niejednorodnością substratu. Pomimo zalet technologicznych niewiele jest rozwiązań wykorzystujących systemy dwufazowe w skali technicznej [64].

Zarówno systemy suche i mokre, jedno i dwustopniowe ze względu na przepływ masy mogą być eksploatowane jako rozwiązania ciągłe lub okresowe. Czynniki ekonomiczne powodują, że dominują rozwiązania okresowe. Koszty budowy instalacji do okresowej fermentacji są o około 40 % niższe niż instalacji ciągłych z uwagi na prostsze rozwiązania



techniczne (Brummeler i in. 1986) [70]. W procesie okresowym reaktor napełniany jest do określonego poziomu i opróżniany, gdy uzyska się zakładany stopień stabilizacji. Proces nieciągły jest stosowany, przede wszystkim, do fermentacji odpadów stałych, o zawartości ponad 15 % s.m., najczęściej do 40 % s.m [64].

Odrębnym rozwiązaniem technologicznym jest kofermentacja różnorodnych substratów, w tym odpadów. Rozwiązaniem technicznym, prowadzącym do podniesienia efektywności produkcji biogazu jest wspólne fermentowanie odpadów o różnym pochodzeniu i właściwościach. Głównym celem tego zabiegu jest doprowadzenie fermentowanej mieszaniny do optymalnego składu poprzez uzupełnienie niedoborów jednego składnika w odpadach, poprzez dodatek innego odpadu, zawierającego brakujący składnik w dużych ilościach. Zatem, jednym z coraz częściej stosowanych rozwiązań technologicznym jest wspólna fermentacja osadów ściekowych i bioodpadów. Mata-Alvarez i in. (2000) [71] wykazali, że wspólna fermentacja ma na celu wzrost produktywności biogazu, stabilności fermentacji, w tym optymalizację wilgotności, odczynu, zawartości pierwiastków biogennych. Mata-Alvarez, Cecchi (1999) [72] wskazują na możliwość wspólnej fermentacji osadów ściekowych oraz bioodpadów. Wspólna fermentacja stosowana jest na skalę przemysłową jako jedna z metod zagospodarowania odpadów z rolnictwa [73], [74], [75]. Dodatek osadów ściekowych poprawia wilgotność fermentowanej masy, jest źródłem substancji biogennych, jak również ogranicza spadek odczynu podczas fermentacji [71]. Stąd, pozyskane frakcje organiczne odpadów komunalnych, w tym odpadów zielonych, kierowane są do wspólnej fermentacji z osadami ściekowymi oraz odpadami z przemysłu rolno-spożywczego. Tego typu rozwiązania sprzyjają usprawnieniu gospodarki odpadami ulegającymi biodegradacji [58].

Najważniejszymi źródłami biogazu są:

- Fermentacja osadu czynnego w komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków,
- Fermentacja organicznych odpadów przemysłowych i komunalnych na składowisku,
- Fermentacja obornika i/lub gnojowicy z komponentami roślinnej biomasy w gospodarstwach rolnych.

### **Rozwiązania przyjęte w oczyszczalniach**

Stosowane w oczyszczalniach ścieków urządzenia do fermentacji osadów można podzielić następująco:

- osadniki gnilne,
- komory fermentacyjne zespolone z osadnikiem typu Imhoffa,
- wydzielone otwarte komory fermentacyjne,
- wydzielone zamknięte komory fermentacyjne.

### **Osadniki gnilne**

Osadniki gnilne należą do najprostszych urządzeń do unieszkodliwiania oraz przeróbki i magazynowania osadów. Oczyszczanie ścieków w osadnikach gnilnych następuje w wyniku sedimentacji zawieszin oraz fermentacji psychrofilnej zsedymetowanych osadów. Ścieki przepływające przez komory osadnika gnilnego oczyszczane są biologicznie

w warunkach beztlenowych. Podstawowe parametry technologiczne osadników gnilnych są następujące:

- oczyszczanie mechaniczne ścieków:
  - czas zatrzymania 2-2,5 doby,
  - redukcja BZT<sub>5</sub> 30-40%,
  - zmniejszenie zawartości zawiesin 50-60%;
- oczyszczanie biologiczne ścieków:
  - czas zatrzymania 10 dni,
  - redukcja BZT<sub>5</sub> około 70%,
  - zmniejszenie zawartości zawiesin 70%.

### **Osadniki Imhoffa**

Osadniki Imhoffa są to osadniki poziome zespolone z komorą fermentacyjną. Przeznaczone są do mechanicznego oczyszczania ścieków oraz przeróbki osadów powstających w czasie mechanicznego oczyszczania ścieków. Zawiesiny opadające w korytach przepływowych osadnika przedostają się do komór fermentacyjnych przez szczeliny przesłonięte od dołu w celu zapobieżenia odwrotnemu przepływowi gazu fermentacyjnego. Z komory fermentacyjnej nie można ująć wody osadowej, która odpływa do komory przepływowej wskutek wypierania jej przez zsedymetowany osad. Temperatura fermentacji w osadnikach Imhoffa zależy od temperatury dopływających ścieków. Osad przefermentowany odprowadzany jest z dna komory. Zawartość substancji organicznych w przefermentowanym osadzie wynosi 45-50%, a uwodnienie 90%. Wymagany czas fermentacji osadów ze ścieków miejskich w temp. 8-10 °C wynosi 90-150 d. W okresie zimowym fermentacja powinna trwać 90 dni.

### **Wydzielone otwarte komory fermentacji**

W wydzielonych otwartych komorach fermentacji nie stosuje się podgrzewania ani mieszania zawartości. Gaz fermentacyjny odprowadzany jest bezpośrednio do atmosfery, powodując zanieczyszczenie powietrza. W mniejszych oczyszczalniach otwarte komory fermentacji stosuje się jako urządzenia do jednostopniowej fermentacji, natomiast w większych jako drugi stopień fermentacji. Projektując otwarte komory fermentacji należy uwzględnić uwodnienie osadu po pierwszym stopniu fermentacji (94-95%), temperaturę fermentacji (8-10 °C), czas magazynowania w okresie zimowym (4-6 miesięcy).

### **Wydzielone zamknięte komory fermentacji**

Wydzielone zamknięte komory fermentacji są przeznaczone do fermentacji osadów pochodzących z oczyszczania ścieków metodami mechanicznymi, mechaniczno-biologicznymi, mechaniczno-biologiczno-chemicznymi. Osad w komorach jest ogrzewany przy użyciu wymienników ciepła. W celu uzyskania optymalnych warunków przebiegu fermentacji niezbędne jest:

- odpowiednie zagęszczenie osadu przed wprowadzeniem do komory,
- stałe lub okresowe zasilanie komór osadem,
- stała temperatura fermentacji,
- zaszczepienie osadu osadem przefermentowanym,
- intensywne mieszanie.

Zamknięte komory fermentacyjne ze stropem stałym wymagają zbiornika do magazynowania i wyrównywania ciśnienia gazu w przeciwieństwie do komór ze stropem zatopionym lub pływającym.

W celu obliczenia objętości komory fermentacyjnej określa się dobową ilość osadu doprowadzanego do komory, objętość odprowadzanych osadów przefermentowanych, uwodnienie dopływającego osadu, zawartość substancji organicznych, sprawność fermentacji, czas fermentacji, dopuszczalne obciążenie komory masą substancji organicznych, ilość osadu odprowadzanego w stosunku do objętości komory.

Objętość komory fermentacji oblicza się wg wzoru:

$$V_{WKF} = V_{OS} \cdot M \cdot t_f \cdot 10^{-3} \quad (45)$$

gdzie:

$V_{WKF}$  - objętość komory fermentacji, m<sup>3</sup>

$M$  - liczba mieszkańców obliczeniowych (suma mieszkańców rzeczywistych i mieszkańców równoważnych dla przemysłu)

$t_f$  - czas fermentacji, d

$V_{OS}$  - jednostkowa objętość komory fermentacji przypadająca na 1 mieszkańca, m<sup>3</sup>/M

Czas fermentacji w nisko obciążonych komorach wynosi:

- fermentacja mezofilna – 27 d
- fermentacja termofilna – 14-15 d

Czas fermentacji w wysoko obciążonych komorach wynosi:

- fermentacja mezofilna – 8-14 d
- fermentacja termofilna – 4-8 d

Objętość komory w zależności od obciążenia ładunkiem substancji organicznych oblicza się wg wzoru:

$$V_{WKF} = \frac{l_{org}}{r} \quad (46)$$

gdzie:

$V_{WKF}$  objętość komory, m<sup>3</sup>,

$l_{org}$  związki organiczne zawarte w suchej masie, kg s.m./d,

$r$  obciążenie komory ładunkiem związków organicznych, kg/m<sup>3</sup>·d.

Obciążenie komory ładunkiem substancji organicznej przy założonej sprawności fermentacji 0,45-0,50 wynosi:

- osady wstępne:
  - fermentacja mezofilna 2,75-4,0 kg s.m./m<sup>3</sup>·d
  - fermentacja termofilna 5,0-8,0 kg s.m./m<sup>3</sup>·d
- osady mieszane (wstępne + nadmierny w stosunku 1:1):
  - fermentacja mezofilna 1,75-2,25 kg s.m./m<sup>3</sup>·d
  - fermentacja termofilna 3,5-6,0 kg s.m./m<sup>3</sup>·d

## **Rozwiązania przyjęte w zakładach przetwarzania odpadów w tym na składowiskach odpadów**

Na składowiskach odpadów w większości występują odpady pochodzenia organicznego, w postaci hałd, które zostały sprasowane pod własnym ciężarem lub za pomocą kompaktorów. Występują tam warunki beztlenowe, dlatego następuje tam fermentacja mezofilna. Wówczas powstaje w sposób nienadzorowany tzw. gaz wysypiskowy, na który składa się nie tylko metan i dwutlenek węgla, ale również lotne związki azotu, siarki, chloru (amoniak, merkaptany, siarkowodór i inne).

Biogaz składowiskowy zawiera objętościowo od 45% do 65% CH<sub>4</sub>, od 34% do 45% CO<sub>2</sub>, nieznaczną ilość H<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, O<sub>2</sub>, a także śladowe ilości różnych związków pochodzenia organicznego, które nadają emitowanemu biogazowi „znamienny zapach”.

Tak jak wspomniano w rozdziale 1.1, w którym omówiono rys historyczny technologii biogazowych, w tym składowisk odpadów oraz rozwiązań związanych z mechaniczno-biologicznym przetwarzaniem odpadów, jednym z bieżących kierunków zagospodarowania odpadów komunalnych jest ich mechaniczno-biologiczne przetwarzanie.

Mechaniczno-biologiczne przetwarzanie (MBP) odpadów może być postrzegane jako integralna część nowoczesnej koncepcji gospodarki odpadami. Nowe zakłady MBP kładą nacisk na zwiększenie efektywności odzysku energii z odpadów komunalnych [76]. MBP jest techniką przetwarzania odpadów metodami mechanicznymi i biologicznymi, które dostosowane są do rodzaju odpadów przetwarzanych. Jedną z opcji zaliczanych do metody MBP odpadów organicznych jest poddanie wydzielonej mechanicznie frakcji podsitowej procesom beztlenowego rozkładu tj. fermentacja metanowa, która definiowana jest jako „(...) kontrolowany biologiczny proces rozkładu i stabilizacji substratów organicznych, w warunkach beztlenowych, w którym substancje organiczne są przekształcane w metan i ditlenek węgla (biogaz)” [77].

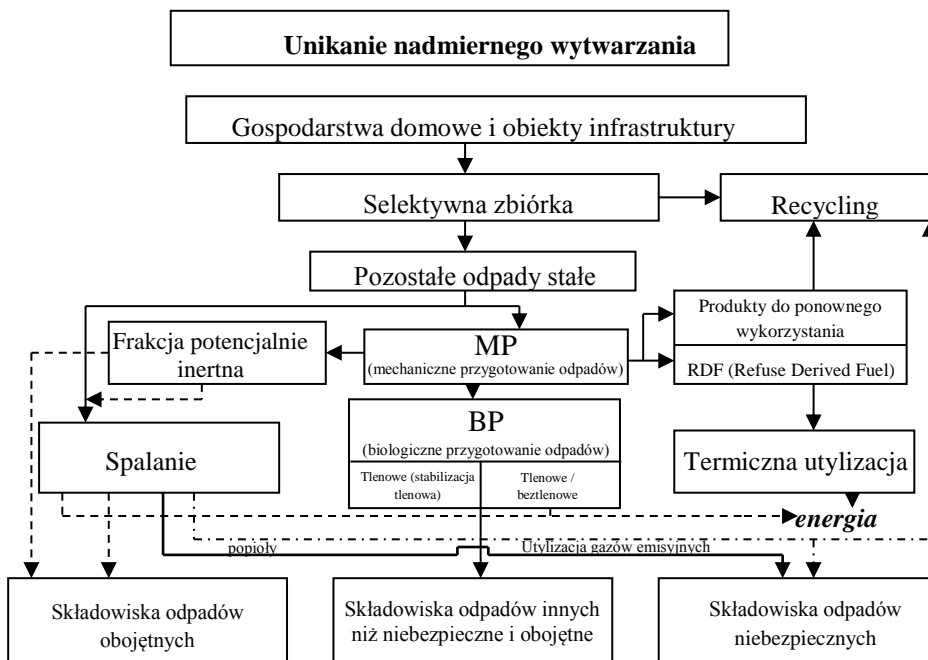
Ze względu na uwarunkowania legislacyjne koncepcja mechaniczno-biologicznego przetwarzania (MPB) odpadów wynika z doświadczeń europejskich, a szczególnie z krajów takich jak Niemcy czy Austria. Według definicji mechaniczno-biologiczne przetwarzanie (MBP) oznacza „przetwarzanie pozostałych odpadów komunalnych, niesortowalnych odpadów komunalnych lub każdego innych bioodpadów nieodpowiednich do kompostowania albo beztlenowego rozkładu, w celu stabilizacji i zmniejszenia ich objętości” [78].

Obecnie nazwa mechaniczno-biologiczne przetwarzanie odpadów (MBP) oznacza wiele różnorodnych technik i sposobów przetwarzania. Jędrzak (2007) [77] wyjaśnia następująco znaczenie słów mechaniczno-biologiczne przetwarzanie:

- M - „mechaniczno” obejmuje procesy rozdrabniania, przesiewania, sortowania, klasyfikacji i separacji. Procesy mechaniczne konfigurują się w celu mechanicznego rozdzielania strumienia odpadów na frakcje dające się w całości lub w części wykorzystać materiałowo lub na frakcję ulegającą biodegradacji kierowaną dalej do biologicznej stabilizacji;
- B – „biologiczne” odnosi się do tlenowego lub beztlenowego biologicznego przetwarzania frakcji odpadów ulegających biodegradacji w produkty podobne do kompostu, a w przypadku stosowania fermentacji również w biogaz;

- P – „przetwarzanie” wskazuje, że mechaniczne i biologiczne procesy jednostkowe są ze sobą zintegrowane, tworząc system MBP.
- Litera B może zostać także umieszczona przed M wówczas proces nazywany jest BMP, czyli biologiczno-mechaniczne przetwarzanie odpadów.

Miejsce technologii MBP w zintegrowanym systemie gospodarki odpadami komunalnymi zaprezentowano na rysunku 3.



Rysunek 3: Miejsce mechaniczno-biologicznego przetwarzania w gospodarce odpadami komunalnymi [76]

Autorzy w pracy [79] przedstawili pojęcie mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów jako cztery koncepcje technologiczne, będące kombinacją procesów mechanicznych, biologicznych i termicznych:

- procesy mechaniczne do rozdzielania strumieni materiałowych (RSM),
- biologiczno-mechaniczne procesy ze stabilizacją i biosuszeniem (MBS),
- mechaniczno-fizyczną stabilizację (MFS) z suszeniem termicznym,
- mechaniczno-biologiczne przetwarzanie odpadów pozostałych jako obróbkę wstępną przed termicznym przekształceniem lub składowaniem odpadów.

Procesy MBP według Bernat i in. (2011) [78] dzieli się na następujące kategorie:

- Tlenowe MBP - to technologie przygotowujące materiały do recyklingu i/lub do produkcji paliwa alternatywnego; ustabilizowaną metodami biologicznymi frakcję organiczną przeznaczają się do rekultywacji między innymi składowisk;

- Beztlenowe MBP - technologie te przygotowują materiał do recyklingu i/lub użycia komponentu paliwa zastępczego, produkowany jest biogaz, a ustabilizowana frakcja organiczna jest przeznaczona do składowania;
- Beztlenowe MBP z tlenową stabilizacją frakcji organicznej wydzielonej po fermentacji;
- Biologiczne suszenie jako metoda przygotowująca paliwo zastępcze z odpadów pozostałych.

Do procesów MBP zalicza się także fermentację odpadów. Etap ten poprzedzony jest instalacją mechaniczną do wydzielenia ze zmieszanych odpadów komunalnych odpowiedniej frakcji (podsitowej) dla tego procesu. Technologie z fermentacją zawsze należą do systemów MBP. Pozytywne efekty stosowania technologii beztlenowej to lepszy bilans energetyczny (związany z produkcją biogazu) oraz mniejsza emisja zanieczyszczeń w porównaniu z kompostowaniem [80]. Istnieje wiele strategii MBP. Zazwyczaj wydziela się 8 najczęściej stosowanych opcji (tabela 13).

Jako procesy biologicznego przetwarzania stosuje się indywidualnie oraz w sekwencyjnych konfiguracjach: biologiczną stabilizację w warunkach tlenowych, biologiczną stabilizację w warunkach beztlenowych, oraz biosuszenie. Każdy z wymienionych procesów biologicznych w zależności od konstrukcji reaktora, przepływu strumienia odpadów, wilgotności odpadów, temperatury procesu dzieli się na wiele różnych typów.

Wybór konfiguracji mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów komunalnych zależy od wielu czynników, w tym od:

- właściwości odpadów komunalnych,
- wymaganych poziomów odzysku i recyklingu oraz limitów w zakresie właściwości składowanych odpadów,
- możliwości wykorzystania produktów końcowych MBP.

Podjęcie decyzji o wyborze właściwej technologii MBP/BMP może być w zasadzie uproszczone do wyboru pomiędzy czterema generalnymi opcjami:

- A. Nastawienie na produkcję biogazu i jego energetyczne wykorzystanie,
- B. Nakierowanie przemian na wytwarzanie ustabilizowanego materiału do celów poprawy struktury próchniczej gleby,
- C. Nakierowanie na wytwarzanie wysokokalorycznego paliwa zastępczego,
- D. Konfiguracja procesów w celu uzyskania materiału w jak najwyższym stopniu ustabilizowanego biologicznie kierowanego do ostatecznego składowania.

Zazwyczaj podczas procesów MBP wydzielone są, jakby przy okazji, w wyniku segregacji pozytywnej materiały surowcowe takie jak: metale, szkło, ziemia, tworzywa, lub też w wyniku segregacji negatywnej materiały niebezpieczne a także balast (materiały nieprzydatne i przeszkadzające zazwyczaj kierowane do składowania). Zastosowanie MBP powoduje rozdział głównego strumienia odpadów komunalnych na 4 bardziej homogeniczne, mniejsze strumienie odpadów, dzięki czemu następuje wzrost wartości użytkowych przetwarzanych odpadów. Wydzielone strumienie odpadów mogą znaleźć następujące zastosowanie:

#### A – biogaz

- wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej w układach niezależnych lub kogeneracyjnych,
- wytwarzanie przegrzanej pary na cele przemysłowe,
- wzbogacanie gazu składowiskowego lub gazu syntezowego ze zgazowania innych odpadów,
- produkcja wzbogaconego paliwa na cele transportowe.

#### B – produkty kompostopodobne

- zastosowanie w produkcji rolnej,
- zastosowanie w produkcji leśnej,
- zastosowanie w produkcji roślin energetycznych,
- zastosowanie do poprawy struktury gleb oraz retencji wodnej,
- zastosowanie do upraw roślin kwiatowych,
- zastosowanie w ogrodach domowych,
- wytwarzanie nawozów ciekłych,
- zastosowanie jako warstwa rekultywacyjna składowisk,
- zastosowanie do kształtowania krajobrazu, terenów infrastrukturalnych przy budowie dróg i autostrad,
- zastosowanie do rekultywacji terenów zdegradowanych.

#### C – paliwo alternatywne

- współspalanie z paliwami konwencjonalnymi w ciepłowniach i elektrociepłowniach,
- stosowanie jako główne paliwo w ciepłowniach i elektrociepłowniach,
- zastosowanie jako paliwo w cementowniach,
- zastosowanie jako paliwo na inne cele przemysłowe,
- termiczna obróbka w spalarniach odpadów,
- gazyfikacja.

#### D – stabilizat

- zastosowanie na cele technologiczne na składowisku do usypywania warstw pośrednich i przykrywających hałdę odpadów,
- składowanie na składowisku odpadów po MBP.

Wydzielone w trakcie MBP surowce wtórne zazwyczaj poddawane są recyklingowi, natomiast odpady niebezpieczne i balast kierowane są do unieszkodliwiania poprzez składowanie.

Przedstawione w niniejszym rozdziale dane wskazują na dużą różnorodność rozwiązań jednostkowych oraz możliwych konfiguracji technologii MBP. Z praktycznego punktu widzenia nie ma tu ograniczeń. O konfiguracji procesów jednostkowych decyduje inwestor na podstawie analizy uwarunkowań prawnych, ekonomicznych, danych o właściwościach odpadów oraz przewidywanego do osiągnięcia celu środowiskowego.

Przegląd technologii MBP przedstawia literatura światowa, przykładowo [58], [76], [79], [81]–[86].

Tabela 13: Podstawowe cele oraz elementy poszczególnych opcji MBP odpadów [81]

| Rodzaj opcji MBP   | Cel opcji MBP  |
|--|--|
| Stabilizacja odpadów przed ich składowaniem              | Obniżenie podatności na rozkład biologiczny odpadów komunalnych oraz odzysk części surowców wtórnych   |
| Wytwarzanie kompostu z odpadów                           | Uzyskanie materiału o właściwościach kompostu oraz odzysk części surowców wtórnych   |
| Wytwarzanie kompostu niespełniającego wymogów            | Uzyskanie materiału o właściwościach podobnych do kompostu oraz odzysk części surowców wtórnych  |
| Produkcja RDF  | Wytwarzanie paliwa alternatywnego z frakcji lekkiej odpadów oraz odzysk części surowców wtórnych   |
| Wytwarzanie paliwa SRF w procesie bioszrenia             | Produkcja paliwa alternatywnego z lekkiej i organicznej frakcji odpadów oraz odzysk części surowców wtórnych   |
| Wspomaganie termicznego unieszkodliwiania odpadów        | Podniesienie wartości opałowej odpadów kierowanych do instalacji termicznego unieszkodliwiania odpadów oraz odzysk części surowców wtórnych  |
| Produkcja biogazu  | Wytwarzanie i odzysk energetyczny biogazu wytworzonego w warunkach beztlenowych oraz odzysk części surowców wtórnych   |
| Produkcja biogazu oraz kompostu niespełniającego wymogów | Wytwarzanie i odzysk energetyczny biogazu wytworzonego w warunkach beztlenowych, uzyskanie z pozostałości pofermentacyjnej materiału o właściwościach podobnych do kompostu oraz odzysk części surowców wtórnych |

Technologie energetyczne (oparte na fermentacji beztlenowej) jakie obecnie są stosowane w instalacjach MBP odpadów to m.in.:

- BTA – technologia opracowana przez Niemców. Z niewyselekcjonowanych odpadów komunalnych, poddaje się ługowaniu w podwyższonej temperaturze substancje organiczne, natomiast odciek poddaje się fermentacji. Roztwór uzyskany podczas fermentacji ponownie ługuje się i fermentuje. Operację powtarza się od 3 do 5 razy, w zależności od potrzeb,
- Dranco – opracowana przez Belgów. Nazywa się ją również suchą fermentacją, odbywa się w reaktorach w temperaturze 55°C i jest przeznaczona dla odpadów stałych bądź ekstraktów uzyskanych z odpadów w technologii BTA,
- Rottweil – opracowana również przez Niemców. Wykorzystuje się w niej odpady pochodzące z gastronomii, ogrodnictwa lub selektywnie zebrane odpady z gospodarstw domowych. Jako jeden z produktów fermentacji uzyskuje się wysokiej jakości nawóz (do warzyw), bez zawartości metali ciężkich,
- SWECO – opracowana przez Szwedów. Proces fermentacji przeprowadzany jest w tzw. pryzmach energetycznych ze szczelnym dnem i ścianami bocznymi. Nad rozdrobnionymi osadami w warstwie torfu umieszcza się instalację rurociągów ssących, a całość przykrywa warstwą gliny,



- WABIO – opracowana przez Finów, a dokładnie przez firmę Outokumpu Ecoenergy Oy. Odpady po rozdzieleniu odpadów wielkogabarytowych mieli się i miesza się z gorącą wodą. Wydzielony osad, który jest nieaktywny biologicznie, oddziela się w procesie sedymentacji. Zawiesina, w której skład wchodzi związki organiczne, wymieszana zostaje z osadem czynnym pochodzącym z oczyszczalni ścieków i poddawana jest wspólnej fermentacji w bioreaktorze. Proces trwa od 18 do 23 dni, a następnie usuwany zostaje osad do higienizatorów na około 30 minut w temperaturze 70°C. Następnie osad ten jest przefiltrowywany i poddany stabilizacji biologicznej (trwającej do kilku dni). Wówczas nazywa się go humusem (próchnicą). Woda z fermentacji jest recykulowana do procesu.

W przypadku odpadów komunalnych, nowym rozwiązaniem na polskim rynku jest technologia suchej, mezofilowej fermentacji odpadów komunalnych w Okresowym Bioreaktorze Beztlenowym ANABIOREC™ opracowana przez firmę Novago sp. z o.o.

Technologia biostabilizacji odpadów komunalnych w bioreaktorach stanowiących element systemu ANABIOREC™ powinna być rozpatrywana jako element większej całości procesów ramach systemów mechaniczno-biologicznego przekształcania odpadów. Polega ona na systemie kontrolowanej, przyspieszonej fermentacji odpadów organicznych, która zachodzi w złożu odpadów mającym status bioreaktora. Efektem zachodzących przemian jest wytworzenie biogazu oraz stabilizacja materii organicznej. Stabilizacja odpadów organicznych, wydzielonych wcześniej poprzez odsianie frakcji podsitowej, w bioreaktorze następuje po okresie 5 do 10 lat, w zależności od warunków technologicznych i eksploatacyjnych. Odpady, substrat, dostarczone są do wnętrza bioreaktora „jednorazowo”, następnie bioreaktor jest zamykany, układana jest instalacja odgazowania, instalacja nawadniania (recykulacji odcieków) oraz urządzenia kontrolno-pomiarowe. Od tego momentu rozpoczyna się eksploatacja polegająca na optymalizacji warunków fermentacji metanowej poprzez odbiór, uzdatnienie i recykulację odcieków, kontrolę ilości i jakości wytwarzanego biogazu oraz warunków odgazowania. Po ustaniu intensywnych procesów fermentacyjnych, realizowane jest napowietrzanie masy odpadów w celu zwiększenia stopnia stabilizacji materii organicznej, higienizacji odpadów oraz usunięcia związków odorotwórczych. Po zakończeniu tlenowej stabilizacji, przed rozkopaniem złoża, w celu sterylizacji odpadów i eliminacji uciążliwości odorowych dokonywana jest sterylizacja złoża odpadów poprzez wprowadzenie przegrzanej pary wodnej o temperaturze 160 °C. Po tym zabiegu następuje ostatni cykl pracy reaktora – otwarcie i wydobywanie ustabilizowanych odpadów, które skierowane będą do mechanicznego przetwarzania. Po wydobyciu odpadów cykl pracy zostaje powtórzony po wykonaniu prac przeglądowych i konserwacyjnych infrastruktury bioreaktora i ułożeniu nowych odpadów.

Technologia mechaniczno-biologicznego przetwarzania zmieszanych odpadów komunalnych w systemie ANABIOREC™ jest całkowicie polskim, innowacyjnym rozwiązaniem, opracowanym przez firmę Novago Sp. z o.o. z Mławy. Stanowi ona rozwinięcie i udoskonalenie rozwiązań stosowanych na świecie, a system sterowania procesem w bioreaktorze został opracowany w ramach programu badawczego finansowanego przez Centrum Innowacji NOT pt. Opracowanie i wdrożenie innowacyjnej instalacji sterowania pracą Okresowego Bioreaktora Beztlenowego. Numer projektu ROW-III-306/2012.

Technologia ANABIOREC została skutecznie, z powodzeniem wdrożona, w dwóch instalacjach przetwarzania odpadów w lokalizacjach Kosiny Bartosowe – woj. mazowieckie oraz Różanki – woj. warmińsko-mazurskie, Żnin – woj. kujawsko-pomorskie.

### **Rozwiązania przyjęte w gospodarstwach rolnych**

W przypadku biogazowni rolniczych oraz biogazowni przyjmujących odpady biodegradowalne z przemysłu rolno-spożywczego ostateczny kształt proces technologiczny przyjmuje po przyjęciu konkretnych założeń co do kompozycji wsadu, wielkości strumienia przerabianej biomasy etc. Elementy składowe będą jednak powtarzalne a zmieniała się będzie ich skala. Niezmiernie istotne jest uwzględnienie przy projektowaniu podstawowych parametrów technologicznych, które zestawiono w tabeli 14.

Biogaz może być wytwarzany także w dedykowanych biogazowniach rolniczych. Elementem centralnym biogazowni jest bioreaktor. Z definicji bioreaktor jest to urządzenie umożliwiające prowadzenie procesów mikrobiologicznych, skonstruowane w sposób umożliwiający, poprzez pomiar i regulację parametrów, kontrolę procesu produkcyjnego i jego optymalny przebieg [87]. Głównym zadaniem bioreaktora jest zapewnienie jak najlepszych parametrów, dzięki którym będzie możliwa intensyfikacja poszczególnych procesów biologicznych.

Bioreaktory mogą być podzielone na:

- przepływowe – substrat doprowadzony jest do reaktora w sposób ciągły, podobnie jak i produkt reakcyjny jest z niego odprowadzany,
- okresowe – substrat doprowadzany jest do reaktora jednorazowo, następnie dopływ substratu na czas wymagany do zajścia reakcji biologicznych jest ograniczany, a po procesie stabilizacji reaktor jest opróżniany, po jednym cyklu zachodzi następny.

Ze względu na panujące warunki tlenowe reaktory mogą być tlenowe, lub beztlenowe, lub też mieszane (hybrydowe). Również same rozwiązania konstrukcyjne wprowadzają dodatkowy podział na reaktory pryzmowe, kontenerowe, bębnowe, obrotowe, wieżowe, z naturalnym lub wymuszonym systemem napowietrzania (tłocznym lub ssawnym). Ze względu na bilans cieplny można podzielić reaktory wykorzystywane do przetwarzania odpadów na:

- reaktory z kontrolowaną temperaturą przemian,
- reaktory samozagrzewające się,
- reaktory wykorzystujące ciepło powstające w wyniku przemian biologicznych z dodatkowym utrzymywaniem optymalnej temperatury (połączenie dwóch powyższych rozwiązań).

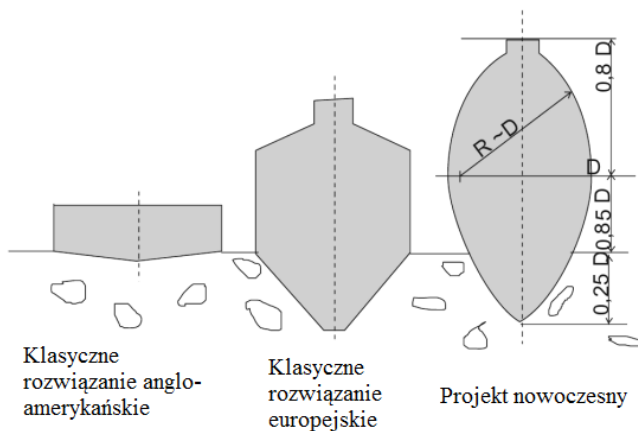
Tabela 14: Parametry operacyjne fermentacji metanowej [64]

| Parametr  | Równanie                                    | Komentarz   |
|---|---|---|
| Hydrauliczny czas zatrzymania                                 | $HRT = \frac{V}{Q}$                         | HRT jest definiowane jako stosunek objętości reaktora do wielkości wsadu. Określa czas pozostawiania substratu w reaktorze, V - objętość reaktora [m <sup>3</sup> ] Q - ilość wsadu do reaktora [m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ]  |
| HRT [d]   |   |   |
| Czas zatrzymania wsadu w reaktorze                            | $SRT = \frac{V \cdot X}{Q \cdot X_e}$       | W systemach o pełnym wymieszaniu X = X <sub>e</sub> , gdzie: X - stężenie suchej masy mikroorganizmów w reaktorze [g s.m.·m <sup>-3</sup> ], X <sub>e</sub> - stężenie suchej masy mikroorganizmów w strumieniu odprowadzanym z reaktora [g s.m.·m <sup>-3</sup> ].   |
| SRT [d]   | $= HRT \frac{X}{X_e}$                       |   |
| Obciążenie ładunkiem związków organicznych objętości reaktora | $OLR = \frac{Q \cdot S}{V} = \frac{S}{HRT}$ | OLR można zwiększyć poprzez skrócenie HRT lub poprzez zwiększenie wsadu do reaktora. W jednostopniowych reaktorach S wynosi od 12-15 % suchej masy.   |
| OLR [kg s.m.o. · m <sup>-3</sup> ·d <sup>-1</sup> ]           |   | S - stężenie materii organicznej w substracie wyrażonej jako sucha masa organiczna lub chemiczne zapotrzebowanie na tlen [g s.m.o.; g ChZT·m <sup>-3</sup> ].   |
| Specyficzna produkcja gazu                                    | $SGP = \frac{Q_{biogaz}}{Q \cdot S}$        | Współczynnik wydajności wyrażony jako specyficzna produkcja gazu uzyskana z kg masy wsadu. SGP jest wykorzystywany do porównania efektywności procesów fermentacyjnych.   |
| SGP [m <sup>3</sup> ·kg <sup>-1</sup> ]                       |   | Q <sub>biogaz</sub> - przepływ gazu [m <sup>3</sup> ·d <sup>-1</sup> ].   |
| Szybkość produkcji gazu                                       | $GPR = SGP \cdot OLR$                       | Określa produktywność uzyskaną z objętości reaktora.  |
| GPR [m <sup>3</sup> ·m <sup>-3</sup> ·d <sup>-1</sup> ]       |   |   |
| Sprawność usuwania substratu η [%]                            | $\eta = \frac{S - S_e}{S} \cdot 100\%$      | S, S <sub>e</sub> - początkowa i końcowa zawartość związków organicznych w substracie [g s.m.o.; g ChZT·m <sup>-3</sup> ].  |
| Biodegradowalność   | $f_B = \frac{B_0}{SGP}$                     | W danej temperaturze i przy danym stężeniu związków organicznych możliwe jest uzyskanie najwyższej produktywności (B <sub>0</sub> ). Najwyższa produktywność zależy od wielkości frakcji biodegradowalnej f <sub>B</sub> , która jest stosunkiem najwyższej produktywności do produktywności w warunkach eksploatacyjnych.                    |
| f <sub>B</sub> [-]  |   |   |
| Specyficzna produkcja biogazu                                 | $SGP = \frac{B_0}{1 + k \cdot HRT}$         | Parametr SGP łączy biodegradowalność ze współczynnikami kinetycznymi. Przy wyższym HRT więcej gazu jest produkowane i SGP będzie bliższe B <sub>0</sub> . Przy niskim k wymagany jest długi HRT. Jeśli k jest wysokie to nawet przy krótkim HRT uzyskuje się wysoką wartość SGP; k - współczynnik szybkości biodegradacji [d <sup>-1</sup> ]. |
| SGP [m <sup>3</sup> ·kg <sup>-1</sup> ]                       |   |   |

Cechą reaktorów jest:

- możliwość pełnej kontroli wsadu (konieczność jego przygotowania),
- możliwość kontroli zachodzących procesów poprzez utrzymywanie wymaganej temperatury, wilgotności, dostępności w substancje biogenne,
- możliwość pomiaru efektywności zachodzących procesów oraz warunków panujących w reaktorze,
- możliwość kontroli produktu końcowego [88].

W bioreaktorze, wsad podlega fermentacji metanowej w rezultacie której otrzymywany jest biogaz. Obiekty biogazowni zdominowane są obecnie przez układy przepływowe, pionowe (rysunek 4) Warto wspomnieć o istniejącym układzie alternatywnym w układzie poziomym (rysunek 5).

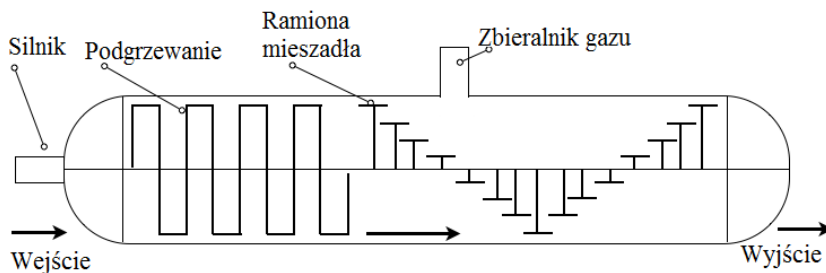


b.

Rysunek 4: a. Rozwiązania reaktorów do przeróbki odpadów ściekowych [3]  
b. Reaktor biogazu rolniczego - 2011, Niemcy (źródło: Mateusz Słupiński)

**Układ pionowy** - Najczęściej stosowany układ ze zbiornikiem pionowym (rysunek 4) w układzie tym wsad bioreaktora uzupełniany jest do tej samej przestrzeni i mieszany z wsadem już częściowo przerobionym. Dzięki temu nowy wsad zostaje zaszczerpiony bakteriami z wsadu przebywającego już w zbiorniku. Instalacja ogrzewania znajduje się najczęściej na ścianach komory.

**Układ poziomy** - w tym układzie wsad przemieszczany jest przez obszar początkowy z podgrzewaniem do obszaru reakcyjnego z mieszadłami. Kontakt nowego wsadu z wsadem przereagowanym jest ograniczony co wymaga wspomaganie zaszczerpienia nowego materiału wsadowego. Zaletą jest wysoka efektywność mieszadeł mających kontakt z całym wsadem przy przemieszczaniu osiowym wzdłuż reaktora (rysunek 5)



Rysunek 5: Reaktor w układzie poziomym (opracowanie własne na podstawie [31])

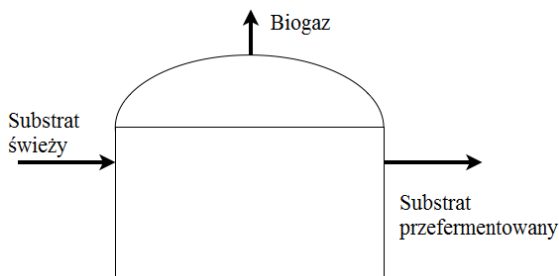
### Podstawowe elementy składowe biogazowni

System produkcji biogazu w biogazowni składa się z następujących elementów:

- zbiorniki substratu,
- zespół wstępnego przygotowania substratu: mieszanie, rozdrabnianie, homogenizacja, nawadnianie, podgrzewanie,
- bioreaktor,
- izolacja termiczna i/lub podgrzewanie bioreaktora,
- system mieszania,
- system pomp cyrkulacyjnych,
- system odwadniania pofermentu,
- zbiorniki pofermentu,
- system recyrkulacji pofermentu – frakcji ciekłej,
- zbiorniki biogazu,
- przewody rurowe,
- pompy,
- układy pomiarowe, kontrolne i automatyka,
- zespół odwadniania, oczyszczania, uzdatniania biogazu,
- zespół energetycznego wykorzystania biogazu,
- oczyszczanie powietrza odlotowego.

Podstawowe założenie produkcji biogazu to doprowadzenie do fermentacji metanowej wsadu bioreaktora. W wyniku fermentacji metanowej powstaje mieszanina gazów o wysokiej zawartości metanu (tabela 3), której sprzedaż lub wykorzystanie jest głównym celem biogazowni.

Przedstawiona powyżej lista elementów wchodzących w skład technologii produkcji biogazu wskazuje na układ ciągu technologicznego. Centralnym elementem biogazowni jest bioreaktor (rysunek 4-6). Surowiec, substrat jest umieszczany w reaktorze, w którym zachodzi proces fermentacji. Następnie po osiągnięciu zakładanego stopnia rozkładu materii organicznej lub uzysku biogazu, poferment usuwany jest z reaktora. Obsługa tego procesu wymaga urządzeń towarzyszących przed i po etapie fermentacji w reaktorze. Stąd w systemie znajdują się zbiorniki na substrat surowy przed reaktorem i na substrat zużyty za reaktorem.



Rysunek 6: Reaktor -centralny element procesu produkcji biogazu

Przygotowanie substratu wymaga zmieszania składników zgodnie z projektem technologii danej biogazowni. Składnikami substratu mogą być m.in. obornik krowi, obornik świński, nawóz kurzy, odpady roślinne, kiszonki kukurydzy, kiszonki traw, osady ściekowe, tłuszcze, odpady przemysłu spożywczego [31]. Składniki wsadu mogą być mieszane między sobą. Jednym z przypadków mieszania kilku składników jest łączenie gnojowicy świńskiej z kiszunką kukurydzy. W razie potrzeb do składników dodawana jest woda.

Mieszanka substratu transportowana jest do komory reaktora. Proces fermentacji wymaga podwyższonej temperatury. System ogrzewania substratu połączony jest z konstrukcją zbiornika reaktora lub mieszadeł. Mieszadła w reaktorze zapewniają ujednoczenie wsadu, którego czas przebywania w reaktorze różni się. Proces mieszania wspomaga także podgrzanie całej objętości.

Na rysunku 6 znajdują się dwa wyjścia masowe dla produktów biogazowni. Jednym jest odprowadzenie pofermentu. W momencie obniżenia wydajności produkcji metanu z substratu przebywającego w reaktorze, poferment jest usuwany do komory poprocesowej. W zbiorniku poprocesowym nadal może być prowadzone pozyskiwanie pozostałego potencjału produkcji metanu. Innym produktem wychodzącym z reaktora jest biogaz – główny produkt biogazowni.

W systemie biogazowni mamy do czynienia z transportem medium gazowego, stałego i ciekłego. We wszystkich tych ciągach przesyłowych obecne są napędy, przewody rurowe i armatura np. przenośniki ślimakowe do transportu substratu, pompy obiegowe ogrzewania, rurociągi gazowe. Najbardziej rozbudowanym technicznie elementem biogazowni jest system oczyszczania, odwadniania, kondycjonowania i energetycznego wy-

korzystania biogazu. Skomplikowanie przeróbki biogazu uzależnione jest przede wszystkim od jego przeznaczenia. Poszczególne elementy procesu oczyszczania biogazu zostały omówione w [89].

Wszystkie parametry procesu na poszczególnych etapach produkcji biogazu ustawiane są zgodnie z zaprojektowaną technologią. Najważniejszymi informacjami wejściowymi dla zaprojektowania technologii są: rodzaj substratu, zakładana wydajność, operacyjność (okresowa/ciągła). Bliższe informacje nt. poszczególnych elementów technologii można uzyskać z [3].

Odnosząc się do gospodarstw rolnych, czyli też i do dużych gospodarstw hodowlanych, są one kolejnym z źródeł często niekontrolowanego tworzenia się biogazu, który może być bardzo szkodliwy dla środowiska. Polega to na tym, że składowany obornik ulega fermentacji, a tworzący się biogaz wydostaje się do atmosfery i przyczynia się do efektu cieplarnianego. Kompostowanie odpadów roślinnych, takich jak liście, słoma itd., w procesie fermentacji (tlenowej bądź beztlenowej) pozbywają się węgla w postaci CO<sub>2</sub> i CH<sub>4</sub>. Dodatkowo należy podkreślić, że spalanie odpadów pochodzenia roślinnego jest bardzo niekorzystne, ze względu na bezsensowną utratę energii i emitowanie do atmosfery takich związków jak: furany, dioksyny, tlenki azotu, związku organiczne azotu, węgla, potasu i mikroelementów, które stanowią podstawę właściwej porowatości i wodochłonności w glebie.

Źródła i rodzaj, a dokładnie skład chemiczno-biologiczny biogazu w gospodarstwach rolnych czy hodowlanych, głównie zależy od rodzaju upraw lub hodowli jakie się praktykuje.

### **Biogaz rolniczy – wykorzystywane technologie**

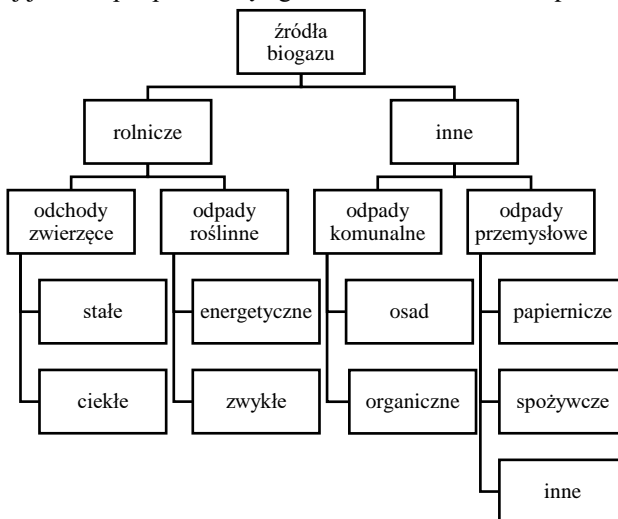
W pracy opisane zostaną technologie, które pochodzą z Niemiec, ponieważ kraj ten był i jest liderem w przetwarzaniu odpadów rolnych w energię elektryczną i ciepłą, a w związku z tym ma największe doświadczenie w tej dziedzinie:

- Technologia Schmidta – Eggerlssa. W specjalnej komorze, procesowi fermentacji poddaje się zawieszoną utworzoną z obornika, sieczki oraz rozdrobnionych odpadów organicznych w wodzie. Jej zawartość jest podgrzewana za pomocą pary z kotła, który z kolei podgrzewa się biogazem. W metodzie tej, wytworzony kożuch w komorze fermentacyjnej jest rozbijany wykorzystując do tego pompę i powodując cyrkulację zawiesiny. Dodatkowo pompa przetłacza bioszlam na pole. W kwestii ekonomicznej, wykorzystanie tej metody jest najbardziej opłacalne w przypadku dużych gospodarstw rolnych o dziennej produkcji biogazu w granicach od 100 do 300 m<sup>3</sup>,
- Technologia Ducelliera – Ismana. W technologii tej jako surowiec wykorzystuje się obornik, który składowany jest przez 14 do 50 dni w zbiornikach wykonanych z betonu. Przy zebranej wystarczającej ilości dokonuje się wypełnienia następnej komory fermentacyjnej, jednej z czterech. Jednocześnie w dwóch innych komorach proces fermentacji już przebiega, a ostatnia z komór zostaje opróżniana i dezynfekowana. Ogrzewane są za pomocą wymienników wypełnionych obornikiem z procesu fermentacji. Wymienniki są ogrzewane ciepłem ze spalania biogazu,

- Technologia Reinholda – Darmstadta. Zalecana jest szczególnie dla małych i średnich gospodarstw. Instalacja zawiera: betonową komorę, dwa zbiorniki biogazu, zbiornik gnojowicy i układ pompowy,
- Technologia Strella - Liebermana – Gotza,
- Technologia Poetscha.

### Kierunki wykorzystania biogazu

Obecnie istnieją dwa rozwiązania dotyczące zagospodarowania biogazu. Jako pierwszą uwzględnia się spalanie biogazu w kotle w celu uzyskania energii cieplnej, a druga to spalanie go w silniku wysokoprężnym napędzającym generator i wykorzystaniu zarówno energii elektrycznej jak i ciepła pochodzącego z chłodzenia silnika i spalin.



Rysunek 7: Źródła biogazu

Decyzja o produkcji biogazu za pomocą odpowiedniej technologii jest uwarunkowana wieloma czynnikami, do których należą kwestie ekonomiczne, a przede wszystkim surowiec, który umożliwi określoną produkcję (rysunek 7).

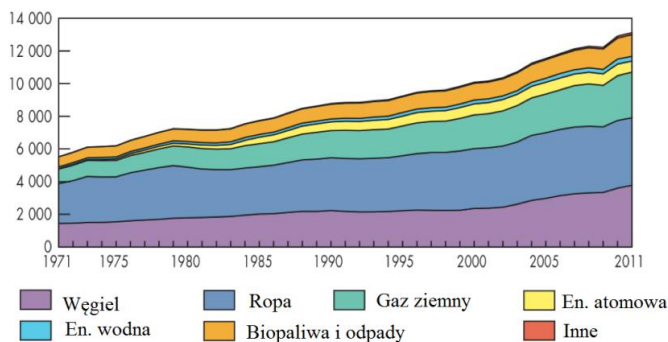
### Produkcja biogazu na potrzeby kogeneracji

Produkcja biogazu z odpadów pozwala na uzyskanie gazu zawierającego około 60% metanu i 29% CO<sub>2</sub> z pierwiastków śladowych H<sub>2</sub>S; jednakże zawartość metanu nie jest wystarczająco wysoka jak również nie jest jakościowo odpowiednia, aby mógł on być stosowany jako paliwo gazowe dla maszyn i urządzeń. Najbardziej szkodliwym składnikiem surowego biogazu jest wyłącznie H<sub>2</sub>S, który może poprzez swoje własności korozyjne zniszczyć układ zasilania. Ze względu na to, aby biogaz mógł być wykorzystywany do napędu silników czy kotłów gazowych, należy go odpowiednio oczyścić.



## 1.6. Przegląd metod uzdatniania biogazu

Biogaz jest mieszaniną składników palnych i niepalnych powstałych w wyniku fermentacji beztlenowej, co opisano w rozdziale 1.2. Najbardziej pożądanym składnikiem biogazu jest metan ( $\text{CH}_4$ ). Procesy wytwarzania i przeróbki biogazu są zorientowane na uzyskanie jak najwyższej zawartości tego składnika. Wszelkie pozostałe składniki biogazu stanowią jego obciążenie będąc neutralne dla jak  $\text{CO}_2$  lub agresywne jak związki siarki. Gaz stanowiący obciążenie zajmuje objętość w czasie składowania i przesyłu. Agresywność składników biogazu powoduje uszkodzenia powierzchni zbiorników, rurociągów, części armatury, nieprawidłowości w funkcjonowaniu urządzeń końcowych oraz emisję szkodliwych związków w wyniku spalania biogazu. Metan zawarty w biogazie, na co dzień rozpoznawany jest jako składnik gazu ziemnego. Gaz ziemny wydobywany z podziemnych<sup>2</sup> złóż gazowych i ropno-gazowych jest nośnikiem energii utrzymującym ważną pozycję wśród źródeł energii (rysunek 8).



Rysunek 8: Calkowita światowa produkcja paliw od 1971 do 2011 wg paliw [Mtoe]. (Inne: geotermalna, słoneczna, wiatrowa, itp.; Mtoe – milion ton ekwiwalentu ropy) [90]

Nawet w najbogatszej postaci, gaz ziemny nie składa się w 100% z metanu. Wydobywany jest na powierzchnię ziemi zawsze w postaci mieszaniny, bardziej lub mniej bogatej w  $\text{CH}_4$ . W składzie mieszanin najbardziej bogatych, wysokometanowych, metan stanowi ok. 97% (miejsca wydobywania). Wydobywa się także gaz ziemny nisko-metanowy inaczej zwany zaazotowanym, w którym zawartość azotu wynosi ponad 10%. Gaz ziemny poddawany jest procesom oczyszczania. Pierwszy stopień oczyszczenia odbywa się tuż przy odwiercie. Z gazu usuwane są cząstki stałe i wstępnie wilgoć [91]. Dalsze oczyszczanie odbywa się w stacjach zbiorczych nadal w rejonie wydobywania przed przekazaniem gazu do gazociągów transportowych. Gaz wysokometanowy zawiera około 3-4% objętości składników innych niż metan. W tej objętości zawarte są składniki palne i niepalne. Składniki niepalne są traktowane jako obciążenie, które w przypadku gazów wysokometanowych nie są usuwane z mieszaniny z uwagi na ich niską zawartość. Na przeciwnym końcu skali zawartości metanu stoi gaz zaazotowany. Wysoka zawartość azotu, który jest składnikiem niepalnym, ale też nieagresywnym, powoduje, że gaz może być wykorzystywany bez usunięcia azotu. Jak już wiemy, składnik niepalny zawarty w mieszaninie

<sup>2</sup> Gaz ziemny wydobywany jest także ze złóż znajdujących się pod dnem morskim.

gazu ziemnego jest jego obciążeniem. Koszt magazynowania i przesyłu gazu zaazotowanego w ok. 45% to koszt przesyłu objętości niepalnej, stąd nieużytecznej. Z tego powodu gaz tego typu wykorzystywane są w rejonie wydobycia w celu ograniczenia kosztów transportu np. Wielkopolska – złoża Odolanów, Drezdenko.

Gaz zaazotowany oznaczany symbolem  $L_s$ , wcześniej GZ35, jest gazem sieciowym, który procentową zawartością metanu najbardziej zbliżony jest do biogazu. Pozostałe najpopularniejsze gazy sieciowe to gaz niskoazotowany  $L_w$  (GZ41,5) oraz gaz wysokometanowy E (GZ50) o zawartości metanu 97%. W procesie przeróbki biogazu, jeśli celem jest załączenie do sieci gazowej, głównym parametrem, który będzie podlegał ujednoczeniu jest wartość energetyczna mieszaniny, czyli w tym przypadku zawartość metanu.

### **Usuwanie cząstek stałych**

Pojęcie cząstek stałych można w przypadku biogazu rozszerzyć na wszelkie zanieczyszczenia w stanie innym niż gaz tj.:

- kropelki cieczy,
- pył,
- błoto,
- zanieczyszczenia oleiste,
- cząstki osadu,
- cząstki piany.

Oddzielenie wymienionych zanieczyszczeń stałych i ciekłych odbywa się na zasadzie mechanicznej. Cząstki stałe i oleiste oddzielane są w separatorach pyłu lub filtrach koalescencyjnych. Elementy osadu i piany oddzielane są w cyklonach. Alternatywnym sposobem oczyszczania biogazu ze cząstek płynnych i stałych jest zastosowanie filtrów piaskowych. Dzięki zastosowaniu złóż o różnej kalibracji, cząstki stałe i ciekłe zostają oddzielone od gazu przepływającego przez złożę [3].

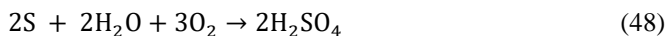
### **Usuwanie związków siarki**

Związki siarki są naturalnym produktem procesu fermentacji. Szkodliwy wpływ związków siarki to przede wszystkim działanie korozyjne na instalację biogazu. Agresywne działanie ma miejsce zarówno przed jak i po spaleniu zanieczyszczonego biogazu. Przed spalaniem związki siarki (przede wszystkim siarkowodor) oddziałują korodująco na rurociągi, zbiorniki, armaturę i urządzenia procesowe. W wyniku spalania mogą powstać tlenki siarki emitowane ze spalinami do atmosfery. Związki siarki w spalinach działają agresywnie na ścianki wymiennika i przewody spalinowe. Ponadto siarkowodor powoduje zakwaszenie oleju smarnego w jednostkach kogeneracyjnych.

Usunięcie związków siarki z biogazu jest bardzo ważne ze względu na ich szkodliwy wpływ na trwałość instalacji. Opracowane zostały liczne metody usuwania siarkowodoru. W celu osiągnięcia wysokiego stopnia usunięcia siarkowodoru konieczne może być wykorzystanie jednocześnie kilku metod.

## Metody biologiczne

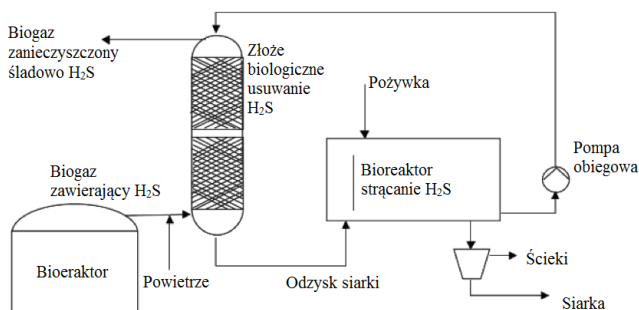
Biologiczne usuwanie siarkowodoru przeprowadzane jest poprzez powszechnie występujące bakterie *Thiobacillus*, *Sulfolobus* [1], [10] Reakcję prowadzić można bezpośrednio w komorze fermentacyjnej. W celu zapewnienia warunków funkcjonowania bakterii, do komory fermentacyjnej należy doprowadzić tlen poprzez doprowadzenie powietrza. Doprowadzenie tlenu, w zależności od stężenia, może prowadzić do powstania mieszaniny wybuchowej. Z tego względu zazwyczaj stosowanym układem jest złożo biologiczne. Wg [11] metoda biologiczna pozwala na usunięcie 80-90%  $H_2S$  do poziomu 30-150  $mg/m^3$ . Pożywkę dla bakterii rozkładających  $H_2S$  stanowią, poza samym  $H_2S$ , związki zawarte w substracie takie jak: węgiel, azot, fosfor, potas. Reakcja, która przebiega w czasie rozkładu  $H_2S$  przedstawiono poniżej.



W wyniku przedstawionych reakcji otrzymywana jest siarka i kwas siarkowy. Około 75%  $H_2S$  w biogazie przekształcane jest przez bakterie na czystą siarkę.

W celu umożliwienia bakteriom wychwycenie  $H_2S$  z biogazu, należy zapewnić minimalną powierzchnię kontaktu. Wielkość powierzchni wynosi  $1m^2$  na odsiarczenie  $20m^3/d$  przy temperaturze biogazu  $20^\circ C$  [1] Powierzchnie kontaktu można zwiększać w różny sposób. W tym celu wykorzystuje się ściany komory fermentacyjnej powyżej wsadu lub przegrody dodatkowo rozmieszczone ponad powierzchnią substratu. Powierzchnia ścian lub przegród jest w tym przypadku pokryta bakteriami rozkładającymi siarkowodor z biogazu.

Kontrolowany proces biologicznego odsiarczania prowadzony jest w komorach ze zraszanym złożem biologicznym przedstawiony jest na rysunku 9. Złożo, na którym zaszczerpiono bakterie utleniające  $H_2S$  omywane są biogazem zawierającym  $H_2S$ . Pożywka dla bakterii dostarczana jest wraz z roztworem wodnym spływającym po złożu. Metoda złoża unieruchomionego jest odpowiednia dla biogazu o zawartości  $H_2S$  do  $3000 mg/Nm^3$ .



Rysunek 9: Układ ze zraszanym złożem biologicznym oraz wydzielonym bioreaktorem [3]

Innym procesem, w którym wykorzystywana jest metoda biologiczna jest bio-płuczka (ang. bioscrubber). W procesie tym wykorzystywany jest ten sam mechanizm z tym, że ze zwiększoną intensywnością, z wykorzystaniem solanki cyrkulującej w dwóch kolumnach. Proces z bio-płuczką zalecany jest dla biogazu z wysoką zawartością  $H_2S$  do  $30000 \text{ mg/Nm}^3$ . Wadą tego rozwiązania jest wysoki koszt dwóch kolumn procesowych [3]. Oba przedstawione rozwiązania biologicznego usuwania  $H_2S$  wymagają utrzymania procesu w zakresie temperatur  $28-32^\circ\text{C}$ , co wiąże się odpowiednio z koniecznością ogrzewania i chłodzenia w celu zapewnienia dogodnych dla bakterii warunków termicznych.

### **Wykorzystanie związków żelaza**

**Ruda darniowa** – prostą w obsłudze metodą usuwania siarkowodoru jest przetłaczanie biogazu przez złożo wypełnione rudą darniową. To złożo o niskiej zawartości żelaza zawiera  $Fe(OH)_3$  oraz tlenek żelaza  $Fe_2O_3$ . W wyniku reakcji z  $H_2S$  powstaje siarczek żelaza  $Fe_2S_3$ . Metoda ta jest jednak rzadziej stosowana ze względu na wysokie zużycie wypełnienia złoża, które stanowi odpad poprocesowy i niską dostępność surowca [92].

**Dawkowanie soli żelaza** – usunięcie  $H_2S$  jeszcze przed pojawieniem się w mieszaninie biogazu możliwe jest poprzez dozowanie soli żelaza bezpośrednio do substratu lub komory fermentacyjnej.  $H_2S$  wiązany jest w wyniku tego w nierozpuszczalne siarczki  $FeS$ , które pozostają w substracie [92]. Dodawane sole to chlorek żelaza (II), chlorek żelaza (III), siarczan żelaza (II) [93].

### **Wykorzystanie węgla aktywowanego**

Cząsteczki  $H_2S$  są adsorbowane na powierzchni węgla aktywowanego. Proces ten nie jest wystarczający do osiągnięcia wysokiej wydajności. Adsorpcja zachodzi pod warunkiem braku zawartości tlenu oraz średniej lub wysokiej koncentracji  $H_2S$ . W celu podniesienia sprawności procesu, węgiel aktywowany impregnowany jest katalizatorami. Przykładem katalizatorów są: jodek potasu (KI), węgiel potasu ( $K_2CO_3$ ), nadmanganian potasu ( $KMnO_4$ ) [3]. Stosunkowo nowym kierunkiem jest wykorzystywanie do tego celu bio-węgla uzyskanego w procesie pirolizy lub hydrotermalnej karbonizacji [94], [95].

**Inne procesy** wykorzystywane do usuwania zawartości  $H_2S$  [3]:

- stosowanie chelatów żelaza,
- chemiczne wiązanie z cynkiem – wykorzystanie w małych reaktorach gospodarskich z biogazem o niskiej zawartości  $H_2S$ ,
- stosowanie surfaktantów – usuwanie  $H_2S$  w wyniku przetłaczania poprzez uzyskaną w wyniku działania środków powierzchniowo czynnych pianę,
- bioreaktor z algami – nie wykorzystywany ze względów ekonomicznych; przy czym dodatek kwasu alginowego przynosi pozytywne skutki zwiększenia produktywności biogazu z jednoczesnym zmniejszeniem zawartości  $NH_3$  i  $H_2S$  w biogazie,
- bezpośrednie utlenianie – wymaga podgrzanej ( $100^\circ\text{C}$ ) mieszaniny biogazu i powietrza [96],
- płuczka ciśnieniowa -  $H_2S$  jest rozpuszczalny w wodzie, biogaz włączany do płuczki w postaci sprężonej,
- sita molekularne – oddzielenie czystego metanu od pozostałych związków takich jak  $CO_2$ ,  $H_2O$ ,  $H_2S$ , występuje strata ok. 10% metanu.

W celu ułatwienia podjęcia decyzji, którą metodę odsiarczania zastosować, można zastosować przedstawioną w [3] tabelę 3.2, stanowiącą pomoc przy wyborze odpowiedniego procesu. Jako kryteria wyboru uwzględniono: koszty inwestycyjne, koszty eksploatacyjne, konieczność dodania powietrza, stopień jakości oczyszczenia z siarkowodoru. W tabeli 3.2 zastosowano jakościową skalę ocen. Szczegółowy przegląd metod usuwania H<sub>2</sub>S z biogazu przedstawiono w publikacjach przeglądowych [97], [98].

### **Usuwanie ditlenku węgla**

Ditlenek węgla to drugi co do zawartości składnik biogazu po metanie. Usunięcie CO<sub>2</sub> podnosi procentową zawartość metanu z wartości od 50% do 95%. W konsekwencji podniesiona zostaje wartość energetyczna jednostki objętości biogazu do standardów gazu wysokometanowego. W procesach usuwania CO<sub>2</sub> usuwana jest także siarka (II). Najczęściej wykorzystywane metody to: absorpcja fizyczna, chemiczna, adsorpcja zmiennościowa lub separacja membranowa [92].

Jednym z efektywnych rozwiązań technologicznych jest proces na licencji DGE-D J. Günther Engineering. Proces ten wykorzystuje roztwór aminy wymywający ditlenek węgla w kolumnie procesowej. W procesie możliwe jest obniżenie zawartości CO<sub>2</sub> do 0,5%

Warto tu wspomnieć o nowej polskiej technologii na bazie techniki SFR opracowanej na Politechnice Gdańskiej [99].

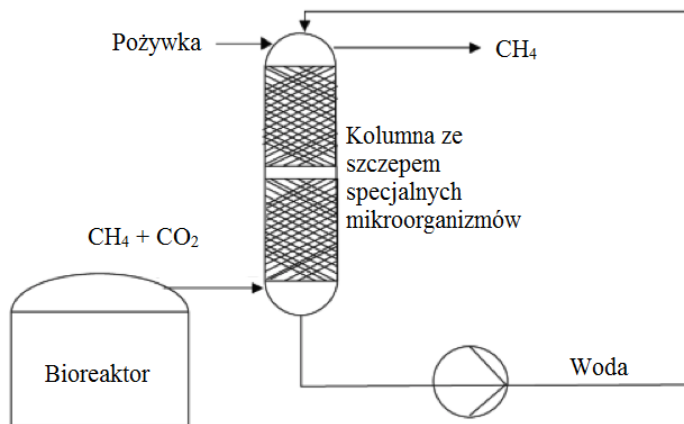
Wybór właściwej metody można przeprowadzić z wykorzystaniem tabeli 3.4 (s. 346) zamieszczonej w [3]. Tabela zawiera następujące kryteria wyboru: koszt inwestycyjny, koszt eksploatacyjny, usuwane zanieczyszczenia, temperatura, ciśnienie, uwagi dodatkowe. Koszt ewaluowany jest w skali: bardzo odpowiedni, odpowiedni, mniej odpowiedni, nie odpowiedni. W pozostałych kryteriach podano wartości ilościowe. Dane źródłowe można odnaleźć w [100], [101]. Deublein i Steinhauser oceniają 20 metod usuwania CO<sub>2</sub>:

- absorpcja w wodzie,
- absorpcja fizyczna w wykorzystaniem poszczególnych procesów firmowych: Purisol™, Rektisol™, Selexol™, Sulfinol™, Sepasolv™, Genorsorb™,
- absorpcja chemiczna: zimne płukanie potasem, gorące płukanie potasem, zimne płukanie potasem, płukanie amoniakiem, płukanie alcazidem, płukanie metyloaminą, płukanie MEA, DEA, MDEA,
- adsorpcja ze zmianą ciśnienia lub próżnią: zeolit, węgiel,
- membrany: gazoprzepuszczalne, adsorpcja membranowa,
- procesy kriogeniczne.

## Wybrane procesy usuwania ditlenku węgla

**Konwerter gazowy** - wykorzystując konwerter gazowy możliwe jest oczyszczenie gazu jeszcze przed przechowywaniem w zbiorniku. Proces wykorzystuje przeróbkę mikrobiologiczną. W wyniku procesu możliwe jest podniesienie koncentracji  $\text{CH}_4$  z 65% do około 90-95%.

Konwerter gazowy (rysunek 10) jest zbiornikiem o pojemności około  $6\text{m}^3$ . Wypełnienie złoża stanowi przemysłowy koks z węgla brunatnego zapewniający wysoką powierzchnię kontaktu. Na złożu zaszczipione zostają bakterie wiążące  $\text{CO}_2$  t.j. *Methanosarcina phylum*, *Thermoautotrophicum*. Jako pożywka, złożo zwilżane jest wodnym roztworem glukozy i skrobi. Ciepło koniecznego do utrzymania temperatury procesowej dostarcza układ kogeneracyjny.



Rysunek 10: Konwerter gazowy [3]

**Membrany** - zastosowanie membran umożliwia rozdzielenie  $\text{CH}_4$  od  $\text{CO}_2$  i innych zanieczyszczeń. Producentów membran stosowanych w procesach usuwania  $\text{CO}_2$  przedstawiono w tabeli 15. W zależności od zastosowanej technologii membranowej konieczne jest wytworzenie różnicy ciśnień po obu stronach membrany. Utrzymanie różnicy ciśnień decyduje o energochłonności procesu.

Membrany dyfuzyjne nie wymagają różnicy ciśnień, przejście gazu przez membranę warunkowane jest dyfuzją określonego składnika. Membrany dyfuzyjne są obecnie dopuszczane do zastosowań w oczyszczaniu biogazu.

O selektywności membrany decyduje materiał z jakiego jest wykonana. Usunięcie ditlenku węgla, ditlenku siarki i siarkowodoru możliwe jest w procesie jedno- lub dwustopniowym. Oddzielone składniki mogą być absorbowane w roztworze, w technologii membran mokrych lub wykorzystane bez absorpcji w technologii suchej.

W procesie jedno-stopniowym możliwe jest osiągnięcie 80% zawartości metanu w wyniku usunięcia  $\text{CO}_2$ . Wyższe zawartości możliwe są tylko w procesach wielostopniowych. Technologia membranowa oceniana jest jako opłacalna przy przepływach powyżej  $500\text{m}^3/\text{h}$ .

Tabela 15: Producenci membran [3]

| Materiał membrany     | Producent             |
|-----------------------|-----------------------|
| Polieterosulfon (PES) | Bayer, BASF, Monsanto |
| Octan celulozy        | Grace                 |
| Polieteroimid         | General Electric      |
| Hydrin C              | Zeon                  |
| Pebax                 | Atochem               |
| Poliakrylan           | Röhm                  |
| Polidimetylosiloksan  | Wacker, GKSS          |
| Polihydantoina        | Bayer                 |

### Usuwanie wody (osuszanie)

Woda występująca w biogazie po wykropleniu pochłania także inne zanieczyszczenia tj. CO<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S [102]. Biogaz opuszczający reaktor posiada wilgotność względną 100%. W temperaturze poniżej punktu rosy, po opuszczeniu reaktora, para wodna zaczyna się skraplać. Kondensat osadzający się na ściankach przewodów stalowych i armaturze prowadzi do korozji. Standardy gazu sieciowego wymagają wysokiego stopnia osuszenia biogazu. W osuszaniu biogazu wykorzystuje się następujące procesy: sprężanie, schładzanie, absorpcję, adsorpcję.

### Schładzanie

Praktycznym rozwiązaniem wykorzystywanym w biogazowniach rolniczych jest schładzanie biogazu w około 50m odcinku przewodu rurowego zakopanego pod ziemią. Temperatura punktu rosy w ciśnieniu 12 bar wynosi 5°C przy wilgotności względnej  $\phi < 60\%$ . Ochładzanie mechaniczne sprowadza biogaz do temperatury 2°C lub nawet -18°C (gaz wysypiskowy). Po oddzieleniu kondensatu gaz ogrzewany jest do temperatury otoczenia [3]. Osuszanie gazu poprzez chłodzenie często nie jest wystarczające i należy zastosować procesy adsorpcji i absorpcji [102].

### Absorpcja

Do absorpcji wykorzystuje się glikol etylowy, glikol dietylowy (DEG), glikol trietylowy (TEG) [3], [102]. W wyniku absorpcji oprócz wody usunięte zostają także węglowodory o dłuższych łańcuchach, a także niewielkie ilości metanu [102]. W celu ograniczenia strat metan odparowywany jest przed procesem regeneracji sorbentu. Absorpcja przeprowadzana jest w absorberze, zwanym także kontaktem (ang. contactor). Roztwór glikolu absorbuje wodę z przetwarzanego gazu. Roztwór glikolu poddawany jest regeneracji w podwyższonej temperaturze.

### Adsorbpcja

Osuszenie o wysokiej dokładności możliwe jest do uzyskania tylko w procesach adsorpcji. W procesach adsorpcji wykorzystuje się najczęściej silikażel (SiO<sub>2</sub>), a także węgiel aktywny i sita molekularne. Proces adsorpcji na silikażelu prowadzony jest w dwóch kolumnach. W cyklu adsorpcji gaz wtłaczany jest pod ciśnieniem 6-10 bar do jednej z kolumn. Druga kolumna podlega regeneracji gorącym powietrzem w temperaturze 120-150°C. Potencjał pochłaniania wody przez SiO<sub>2</sub> wynosi około 8% masy, aluminium oraz

$\text{Al}_2\text{O}_3$  6% masy, sita molekularne 15%. Silikażel jest wybierany przede wszystkim ze względu na wysoką tolerancję na siarkowodor oraz w celu ochrony sit molekularnych przed kolmatacją siarką [3], [102]. Bardzo wysoki stopień usunięcia wilgoci możliwy jest wyłącznie z zastosowaniem węgla aktywnego. W tym samym procesie z biogazu zostają usunięte także inne zanieczyszczenia.

Wybór pomiędzy procesami adsorpcji, a absorpcji zależy od wielkości strumienia biogazu. Dla niskich i średnich strumieni zalecana jest adsorpcja. Przy wyższych strumieniach stosowane są procesy absorpcji. Oba procesy są kosztowne jednak konieczne jeśli gaz zatłaczany jest do sieci dystrybucyjnej [3]. Rozwiązania nisko-kosztowe, to przede wszystkim procesy zakładające skroplenie się pary wodnej w wyniku schłodzenia. Stosowane urządzenia to chłodnice, filtry z pochłaniaczami wody, cyklony, separatory, kondensatory i inne.

### **Usuwanie amoniaku**

W przypadku wkładu zawierającego odpady z przemysłu spożywczego, w szczególności rybnego, w biogazie mogą pojawić się znaczne ilości amoniaku. Amoniak powstaje przy wysokim pH z jonu amonowego, który powstaje w gnojowicy. Kierując procesem można zapobiec jego powstawaniu. Usuwanie amoniaku łączone jest z innymi procesami oczyszczania [3].

### **Usuwanie siloksanów**

Siloksany to związki powodujące tworzenie się krzemionki w czasie spalania biogazu co powoduje ścieranie ścianek komór silników [160]. Siloksany usuwane są poprzez adsorpcję na węglu aktywowanym, aktywowanym aluminium i silikażelu. Są to procesy, w których pochłaniana jest także woda. W celu zwiększenia skuteczności usuwania siloksanów, biogaz należy wcześniej osuszyć. Siloksany mniej wydajnie można także usunąć w wyniku schładzania [3].

### **Usuwanie tlenu**

Wysoka zawartość tlenu w biogazie występuje wyjątkowo. W takim przypadku tlen usuwany jest przy okazji innych procesów np. Odsiarczania, w procesach wykorzystujących węgiel aktywny, sita molekularne lub membrany [3].

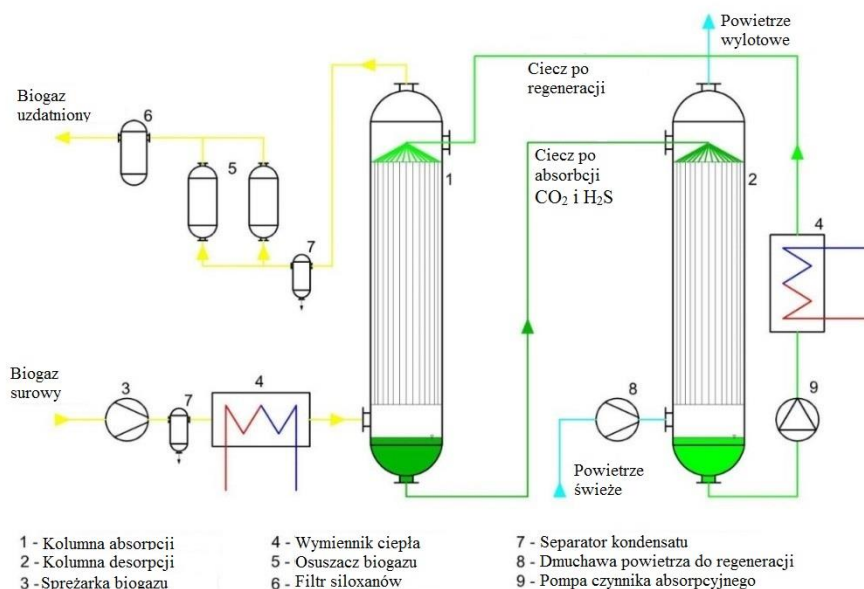
### **Przykład technologii oczyszczania biogazu**

Najczęstszą technologią oczyszczania biogazu jest stosowanie procesu usuwania dwutlenku węgla, siarkowodoru, siloksanów oraz ostateczne osuszenie gazu. W pracy [103] zaprezentowano i opisano przykładowy proces wytwarzania oczyszczonego biogazu, przedstawiony na rysunku 11.

W zaprezentowanej technologii obróbki biogazu wyróżniamy pięć głównych etapów [103]:

- sprężanie biogazu,
- chłodzenie biogazu,
- absorpcja dwutlenku węgla i siarkowodoru,
- osuszenie biogazu,
- usuwanie siloksanów.





Rysunek 11: Proces wytwarzania oczyszczonego biogazu [103]

Zaprezentowany proces wytwarzania biogazu obejmuje jego sprężanie do ciśnienia ok. 0,7 MPa przed wtłoczeniem do kolumny absorpcyjnej. Przed procesem absorpcyjnym biogaz jest chłodzony. Optymalny czas kontaktu biogazu z czynnikiem absorpcyjnym zapewnia materiał, którym jest wypełniona kolumna. Proces absorpcyjny polega na przetłaczaniu czynnika w górę kolumny, który spływając na jej dół wchodzi w reakcję z gazem przetłaczanym ku dołowi. Dzięki temu składniki takie, jak  $\text{CO}_2$  i  $\text{H}_2\text{S}$  zostają absorbowane. Zawartość metanu w oczyszczonym biogazie na wyjściu z kolumny absorpcyjnej wynosi między 95 a 98%.

Dodatkowo po oczyszczeniu uzdatniony biogaz zostaje poddany procesowi osuszania do poziomu braku wykrapłania się kondensatu. W tym przypadku do osuszania biogazu stosowany jest osuszacz absorpcyjny. Stosowanie dwóch osuszaczy z wypełnieniem instalowanych w układzie równoległym pozwala na regenerację wypełnienia jednego z osuszaczy za pomocą suchego gazu drugiego. Ciągłość pracy całej instalacji zapewniona jest poprzez zastosowanie procesu regeneracji złoża. Ostatnim etapem w procesie oczyszczania surowego biogazu jest filtr związków siloksanów. Związki chemiczne, którymi są siloksany to organiczne związki krzemu formujące groźne osady w instalacjach. Ich usunięcie z surowego biogazu może być wykonane np. za pomocą filtrów zawierających węgiel aktywny.

Tak oczyszczony biogaz może być w pełni wykorzystywany w sieci gazowej, jak również bezpośrednio jako paliwo napędowe. Finalnie zawartość metanu w uzdatnionym biogazie waha się pomiędzy 98 a 99%, gdzie na jego finalną wartość mają wpływ azot i tlen, które niestety nie ulegają absorpcji w kolumnie absorpcyjnej. Ich zawartość jednak

nie przekracza poziomu 1%, ze względu na przebieg fermentacji metanowej w warunkach beztlenowych. Całkowity proces uzdatniania biogazu jest procesem generującym duże ilości ciepła, gdzie wymagany jest stosowanie skutecznego chłodzenia. Odebrane ciepło z chłodzenia całej instalacji może zostać odzyskane i wykorzystywane na potrzeby biogazowni. Elementem najbardziej wymagającym chłodzenia jest sprężarka biogazu oraz sprężony biogaz przed kolumną jak również zastosowany czynnik absorpcyjny. Temperatura ciepła odzyskiwanego waha się w granicy ok. 55 °C. W przypadku wykorzystania go w produkcji biogazu może przyczynić się do wzrostu efektywności energetycznej układu.

## 2. BADANIA WŁASNE WŁAŚCIWOŚCI BIOGAZU

W niniejszym rozdziale zaprezentowano wyniki badań własnych składu biogazu ujętego bezpośrednio ze źródła jego powstawania. Celem badań było wyznaczenie charakterystyki gazu wytwarzanego w różnych typach instalacji stanowiących potencjalne źródło biogazu w rozproszonym systemie jego dystrybucji. Pobrano 30 próbek biogazu z 5 różnych instalacji wytwarzania biogazu. Jako instalacje z których pobierano próbki biogazu wybrano:

- czynne składowisko odpadów komunalnych zlokalizowane w miejscowości Lubin eksploatowane przez firmę MUNDO sp. z o.o,
- zamknięte i zrehabilitowane składowisko odpadów komunalnych w miejscowości Grudziądz,
- instalacja wykorzystania biogazu wytworzonego w zamkniętych komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków „Łyna” w Olsztynie,
- czynny Okresowy Bioreaktor Beztlenowy przetwarzający beztlenowo odpady komunalne i osady ściekowe zlokalizowany w miejscowości Kosiny Bartosowe Koło Mławy eksploatowane przez firmę Novago Sp. s o.o.,
- czynna Biogazownia Rolnicza zlokalizowana w miejscowości Świdnica eksploatowana przez firmę Bioelektrownia Świdnica Bio-wat.

Próby biogazu pobierane były w marcu 2014 roku. Pobrano 30 próbek opadów po 6 z każdej instalacji. We wszystkich próbkach wykonano analizy zawartości w biogazie następujących składników: CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S, NH<sub>3</sub>. Analizy przeprowadzono na miejscu z wykorzystaniem przenośnego analizatora biogazu GA 2000, w którym zasada pomiaru oparta jest na metodzie absorpcji w podczerwieni w przypadku CH<sub>4</sub> i CO<sub>2</sub>. Analiza zawartości O<sub>2</sub>, H<sub>2</sub>S i NH<sub>3</sub> wykonana została z wykorzystaniem celek elektrochemicznych. W 5 próbkach, po jednej z każdej instalacji pobrano próbki biogazu, w których oznaczono zawartość siloksanów w zakresie: TMS, MOH, L2, D3, L3, D4, L4, D5. Zawartość siloksanów oznaczono metodą chromatografii gazowej z ze spektrometrią mas (GC-MS) (tabele 17-25).

### **Wyniki badań biogazu z czynnego składowiska odpadów komunalnych zlokalizowanego w miejscowości Lubin eksploatowane przez firmę MUNDO sp. z o.o.**

Składowisko to posiada powierzchnię 8 ha, w którym zdeponowano dotychczas 2 000 000 Mg zmieszanych odpadów komunalnych. Miąższość odpadów waha się w zakresie od 10 do 24 m. Instalacja odgazowania wykonana została w 2004 roku. Całkowita liczba studni to 110 sztuk, które są pionowymi studniami wierconymi. Moc elektryczna agregatu prądotwórczego wynosi 1,5 MW<sub>e</sub>. Ujmowany biogaz jest odwadniany i bez podczyszczania kierowany do silnika. W trakcie pomiarów przepływ biogazu w układzie zmieniał się w zakresie od 870 do 915 m<sup>3</sup>/h. Próbki biogazu pobierano poprzez króciec zainstalowany po odwadniaczu przed wejściem biogazu do silnika. Stwierdzono, stosunkowo niskie stężenie metanu, którego średnia wartość nie przekroczyła 40% obj. (tabela 16). Równocześnie obserwowano obecność w gazie składowiskowym około 22% obj. azotu, co przy jednocześnie niskim stężeniu tlenu, świadczyć może o źle pracującym systemie odgazowania.

Tabela 16: Zawartość podstawowych składników w biogazie ujmowanych z czynnego składowiska w Lubinie

| Składnik gazu               | Nr próbek |      |      |      |      | Średnia | Odchylenie standardowe |
|-----------------------------|-----------|------|------|------|------|---------|------------------------|
|                             | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    |         |                        |
| CH <sub>4</sub> [% obj.]    | 39,2      | 39,2 | 39,6 | 39,2 | 39,5 | 39,34   | 0,19                   |
| CO <sub>2</sub> [% obj.]    | 37,7      | 37,8 | 38,3 | 37,8 | 37,9 | 37,90   | 0,23                   |
| O <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,5       | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,4  | 0,42    | 0,04                   |
| N <sub>2</sub> [% obj.]     | 22,6      | 22,6 | 21,7 | 22,6 | 22,2 | 22,34   | 0,40                   |
| NH <sub>3</sub> [ppm obj.]  | 71        | 116  | 123  | 120  | 152  | 116,40  | 29,09                  |
| H <sub>2</sub> S [ppm obj.] | 87        | 106  | 117  | 107  | 134  | 110,20  | 17,17                  |

Tabela 17: Zawartość [mg/m<sup>3</sup>] siloksanów w biogazie ujmowanych z czynnego składowiska w Lubinie

| Składnik gazu                     | Wartość [mg/m <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Tetrametylosilan (TMS)            | 0,091                        |
| Trimetylosilanol (MOH)            | 0,478                        |
| Heksametylodisiloksan (L2)        | 0,090                        |
| Heksametylocyklotrisiloksan (D3)  | 0,426                        |
| Oktametylotrisiloksan (L3)        | 0,346                        |
| Oktametylocyklotetrasiloksan (D4) | 0,487                        |
| Dekametylotetrasiloksan (L4)      | 0,033                        |
| Dekametylocyklopentasiloksan (D5) | 0,580                        |

W wyniku zbyt wysokiego podciśnienia, następuje zasysanie powietrza atmosferycznego do złoża odpadów, w którym tlen ulega zużyciu w procesach biologicznego rozkładu materii organicznej, a azot jako gaz obojętny, pozostaje w ujętym biogazie. Przy takiej eksploatacji systemu odgazowania, ujęty biogaz nie nadaje się do wykorzystania w systemach kogeneracyjnych. Jednakże, wykonane badania wskazują, iż stosunek CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> wyniósł średnio 1,04, co świadczy o dobrze wdrożonej metanogenezie. Jednocześnie zawartość siarkowodoru i amoniaku (tabela 16) oraz siloksanów (tabela 17) jest w zakresie wartości akceptowalnych przy wykorzystaniu biogazu w układach kogeneracyjnych. Koniecznymi działaniami, aby poprawić parametry biogazu i je utrzymać przy ciągłym wydobyciu, byłaby optymalizacja ujęcia biogazu, tak aby wyeliminować zasysanie powietrza do złoża odpadów poprzez zsynchronizowanie wydajności pracy sekcji pompowni z rzeczywistą szybkością produkcji biogazu w złożu odpadów.

### Zamknięte i zrehabilitowane składowisko odpadów komunalnych w miejscowości Grudziądz.

Całkowita powierzchnia terenu wynosi 106314 m<sup>2</sup> (10,6 ha), z czego ponad 4,96 ha jest zrehabilitowanym terenem deponowania odpadów. Teren składowiska można podzielić na trzy zasadnicze części:

- budynku zaplecza administracyjno-socjalnego,
- zrehabilitowanej hałdy odpadów,
- instalacji odbioru gazu.

W pobliżu części administracyjno-socjalnej znajduje się instalacja pompowa do zasysania gazu z hałdy oraz blok energetyczny wykorzystania biogazu (obecnie niewykorzystywany).

Eksploatację składowiska w Grudziądzu rozpoczęto w 1973 roku poprzez wykorzystanie nieckiej poeksploatacyjnej po byłej żwirowni. Przez okres eksploatacji na składowisku zdeponowano około 750 000 m<sup>3</sup> (450 000 Mg) odpadów o ciężarze nasypowym około 0,6 Mg/m<sup>3</sup>, co daje roczną przepustowość około 30000 m<sup>3</sup>/rok (18 000 Mg/rok).

Ze względu na lokalizację składowiska w obrębie aglomeracji miasta Grudziądz oraz brak jakichkolwiek zabezpieczeń przed oddziaływaniem na środowisko w 1993 roku rozpoczęto jego rekultywację. W 1994 roku ograniczono emisję gazów składowiskowych do atmosfery poprzez zainstalowanie 17 studni odgazowujących oraz rozpoczęto czynne odgazowanie składowiska z energetycznym wykorzystaniem gazu. Składowisko było nadal źródłem zanieczyszczenia wód podziemnych poprzez: emisję odcieków zawierających: związki mineralne (głównie chlorki, siarczany i związki azotu), związki organiczne oraz mikroorganizmy (również chorobotwórcze), jak również emisję mikroorganizmów chorobotwórczych do atmosfery oraz rozwiewanie odpadów. Z tych względów zdecydowano się składowisko poddać rekultywacji. Rozpoczętą w 1993 roku rekultywację składowiska wykonano w oparciu o następujące założenia:

Ukształtowanie korpusu hałdy odpadów oraz warstwy rekultywacyjnej.

Celem ostatecznego ukształtowania hałdy odpadów oraz jej przykrycia warstwą rekultywacyjną było:

- sanitarne i fizyczne odizolowanie środowiska od zdeponowanych odpadów (ograniczenie emisji gazów, mikroorganizmów, dostępu do odpadów osobom postronnym oraz zwierzętom),
- obniżenie infiltracji w głąb hałdy odpadów opadów atmosferycznych oraz ich sprawne odprowadzenie poza obręb składowiska,
- nadanie obiektowi estetycznego wyglądu zharmonizowanego z krajobrazem.
- po uformowaniu hałdy odpadów, na odpadach ułożono warstwę rekultywacyjną, której wewnętrzny układ jest następujący (patrząc od góry):
- warstwa gleby (grunt organiczny) – 15 cm (podłoże dla projektowanej szaty roślinnej),
- warstwa filtracyjna (piasek drobny i średni) – 15 cm (odbierająca część wód opadowych i odprowadzająca je do rowów opaskowych),
- warstwa izolacyjna (pył z ciepłowni) – 20 cm (zabezpieczająca przed infiltracją wód w głąb hałdy odpadów oraz ograniczająca emisję powstających gazów),
- warstwa zabezpieczająca i wyrównawcza (drobny piasek) – 10 cm (warstwa oddzielająca zdeponowane odpady od warstwy izolacyjnej, jej zadaniem jest również wyrównanie powierzchni hałdy odpadów na której ułożono warstwę izolacyjną).

Łącznie miąższość warstwy rekultywacyjnej stanowi 60 cm.

W projekcie rekultywacji składowiska przewidziano również prace agrotechniczne i nasadzenia roślinności, której celem jest wzmocnienie struktury warstwy rekultywacyjnej,

ograniczenie infiltracji wód opadowych w wyniku ewapotranspiracji oraz poprawa estetyki składowiska i wkomponowanie go w otaczający krajobraz. Po ukształtowaniu warstwy rekultywacyjnej, dokonano obsiewu mieszkanką traw oraz roślin motylkowych i strączkowych. Po upływie 1 – 2 lat przeprowadzono nasadzenia krzewów, a po upływie 5 lat wykonano zadrzewienie terenu składowiska.

Składowisko odpadów w Grudziądzu wyposażone jest w instalację odgazowania hałdy odpadów, która obecnie pracuje jako odgazowanie bierne. W ramach prac rekultywacyjnych w 1994 roku na składowisku odpadów w Grudziądzu wykonano instalacje odgazowania składowiska złożoną z 17 studni ujmujących generowany biogaz, kolektorów zbiorczych wykonanych z rur PCV o średnicy 110 mm, podłączonych do wentylatora typu MP90-T, którego zadaniem było zasysanie gazu ze studni i doprowadzenie go do budynku małej elektrowni biogazowej (MEB), której moc znamionowa wynosi 160 kW. Eksploatację MEB prowadzono od roku 1994 do 2003. Aktualnie system poboru biogazu nie jest eksploatowany. Gaz ujmowany jest przez system studni, z których wypływa grawitacyjnie przez kolektory gazowe, z których znajduje ujście w pobliżu MEB. W trakcie poboru próbek, dokonano pomiaru przepływu biogazu z wykorzystaniem anemometru skrzydełkowego, którego wartość wynosiła 55 m<sup>3</sup>/h.

*Tabela 18: Zawartość podstawowych składników w biogazie ujmowanych z zamkniętego składowiska w Grudziądzu*

| Składnik gazu               | Nr próbki |      |      |      |      | Średnia | Odchylenie standardowe |
|-----------------------------|-----------|------|------|------|------|---------|------------------------|
|                             | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    |         |                        |
| CH <sub>4</sub> [% obj.]    | 47,7      | 49,4 | 49,2 | 52,2 | 52,7 | 50,24   | 2,13                   |
| CO <sub>2</sub> [% obj.]    | 16,6      | 18,5 | 16,2 | 17,8 | 16,9 | 17,20   | 0,94                   |
| O <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,5       | 0,6  | 1,0  | 0,6  | 1,1  | 0,76    | 0,27                   |
| N <sub>2</sub> [% obj.]     | 35,2      | 31,5 | 33,6 | 29,4 | 29,3 | 31,80   | 2,59                   |
| NH <sub>3</sub> [ppm obj.]  | 115       | 125  | 142  | 117  | 136  | 127,0   | 11,77                  |
| H <sub>2</sub> S [ppm obj.] | 98        | 109  | 93   | 124  | 117  | 108,2   | 12,87                  |

*Tabela 19: Zawartość [mg/m<sup>3</sup>] siloksanów w biogazie ujmowanych z zamkniętego składowiska w Grudziądzu*

| Składnik gazu                     | Wartość [mg/m <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Tetrametylosilan (TMS)            | 0,032                        |
| Trimetylosilanol (MOH)            | 0,397                        |
| Heksametylodisiloksan (L2)        | 0,072                        |
| Heksametylocyklotrisiloksan (D3)  | 0,462                        |
| Oktametylotrisiloksan (L3)        | 0,421                        |
| Oktametylocyklotetrasiloksan (D4) | 0,493                        |
| Dekametylotetrasiloksan (L4)      | 0,047                        |
| Dekametylocyklopentasiloksan (D5) | 0,627                        |

Badany gaz z zamkniętego składowiska charakteryzował się relatywnie wysokim stężeniem metanu, którego średnia zawartość wyniosła 50,24% obj. (tabela 18). Stwierdzono, podobnie jak w przypadku składowiska czynnego obecność azotu na poziomie blisko

32%. Ponieważ w badanym składowisku nie jest zainstalowany aktywny system odgazowania, obecność azotu, świadczy o tym, iż powietrze atmosferyczne swobodnie napływa do złoża odpadów. Jest to zjawisko wysoce niekorzystne, tym bardziej, iż stosunek  $\text{CH}_4/\text{CO}_2$  wyniósł średnio 2,92, co wskazuje, iż składowisko jest w fazie V przemian biologicznych (rysunek 2), a co za tym idzie jego zasobność w biogaz ulega wyczerpaniu. Zawartość siarkowodoru i amoniaku (tabela 18) oraz siloksanów (tabela 19) jest w zakresie wartości akceptowalnych przy wykorzystaniu biogazu w układach kogeneracyjnych. Ze względu na wysoki stopień wyczerpania zasobności biogazowej złoża, możliwym działaniem, jest wykorzystanie biogazu z tego typu składowisk, jedynie poprzez okresowe pompowania, oczyszczenie i kompresję biogazu. Rozważyć można także magazynowanie pozyskiwanego biogazu i jego okresowe wykorzystanie w układach kogeneracyjnych w trakcie szczytu zapotrzebowania na energię.

### **Instalacja wykorzystania biogazu wytworzonego w zamkniętych komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków „Łyna” w Olsztynie.**

Wykonano pobory próbek biogazu powstającego w wyniku stosowanych procesów zagospodarowania osadów ściekowych wytwarzanych w oczyszczalni ścieków „Łyna” w Olsztynie. Wydzielający się w osadnikach wstępnych osad surowy odprowadzany jest poprzez komory osadowe do pompowni osadu surowego. Z pompowni osad tłoczony jest do układu generowania lotnych kwasów tłuszczowych. W skład układu wchodzi fermentor i dwa zagęszczacze grawitacyjne. Do fermentora tłoczony jest osad z pompowni osadu surowego. Mieszanie osadu w zbiorniku realizowane jest za pośrednictwem mieszadeł zatapialnych. Z fermentora osad spływa do dwóch zagęszczaczy grawitacyjnych. Bogate w lotne kwasy tłuszczowe wody nadosadowe odprowadzane są do kanału ścieków i włączone w układ za osadnikami wstępnymi. Zgarniane przez zgarniacz części pływające dopływają do stacji separacji części pływających i tłuszczu. Proces separacji prowadzony jest na sicie ślimakowym. Wydzielające się skratki składowane są w kontenerze i wywózone na składowisko odpadów.

Z zagęszczaczy osad surowy, za pośrednictwem pompowni osadu zagęszczonego poddawany jest do dwóch wydzielonych zamkniętych komór fermentacyjnych (WKF).

Wydzielający się w osadniku wtórnym osad czynny w całości recykulowany jest do komory rozdziału, skąd jego część jako tzw. osad nadmierny odpompowywany jest do stacji mechanicznego zagęszczania.

Mechaniczne odwadnianie osadu nadmiernego prowadzone jest na dwóch zagęszczaczach taśmowych. Zagęszczony mechanicznie osad tłoczony jest do wydzielonych zamkniętych komór fermentacyjnych (WKF). Proces beztlenowej przeróbki zagęszczonych osadów surowych i osadu nadmiernego prowadzony jest w istniejących zamkniętych komorach fermentacyjnych. Przefermentowany częściowo osad za pomocą pompowni osadu fermentującego tłoczony jest do istniejących otwartych basenów fermentacyjnych (OBF). Z OBF-ów, osad za pośrednictwem przepompowni osadu przefermentowanego trafia do zbiornika uśredniającego. W zbiorniku osad ulega odgazowaniu i ujednoczeniu przed procesami mechanicznego odwadniania. W celu zapewnienia jednorodności podawanego na prasy osadu w zbiorniku zainstalowane zostało mieszadło zatapialne. Proces mechanicznego odwadniania osadów prowadzony jest na dwóch równoległe pracujących

prasach taśmowych. W celu wspomaganie procesu odwadniania do osadu dodawany jest polielektrolit. Odwodniony na prasach osad mieszany jest z wapnem i za pomocą przenośników śrubowych transportowany na podstawione przyczepy. Po ich napełnieniu osad wywożony jest na kwatery naturalnego przystosowania znajdujące się na terenie oczyszczalni.

Na terenie oczyszczalni ścieków „Łyna” znajduje się kotłownia, która jako paliwo wykorzystuje wytwarzany w WKF biogaz. W kotłowni są zainstalowane są trzy kotły typu Viessman o znamionowej mocy cieplnej 720 kW każdy, co odpowiada łącznej mocy netto 2,190 MWt. Przed energetycznym wykorzystaniem biogaz jest odwadniany oraz odsiarczany na biofiltrze ze złożem wykonanym z rudy darniowej. Kotłownia produkuje ciepło do ogrzewania WKF oraz na potrzeby zaplecza socjalnego personelu oczyszczalni. W trakcie poboru próbek biogazu przepływ biogazu wynosił 297 m<sup>3</sup>/h.

Tabela 20: Zawartość podstawowych składników w biogazie ujmowanych z zamkniętych komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków „Łyna” w Olsztynie

| Składnik gazu               | Nr próbek |      |      |      |      | Średnia | Odchylenie standardowe |
|-----------------------------|-----------|------|------|------|------|---------|------------------------|
|                             | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    |         |                        |
| CH <sub>4</sub> [% obj.]    | 57,1      | 54,6 | 53,8 | 52,7 | 54,1 | 54,46   | 1,63                   |
| CO <sub>2</sub> [% obj.]    | 36,7      | 41,7 | 39,8 | 34,2 | 36,9 | 37,86   | 2,92                   |
| O <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,2       | 0,2  | 0,3  | 0,2  | 0,1  | 0,20    | 0,07                   |
| N <sub>2</sub> [% obj.]     | 6,0       | 3,5  | 6,1  | 12,9 | 8,9  | 7,48    | 3,58                   |
| NH <sub>3</sub> [ppm obj.]  | 241       | 216  | 186  | 193  | 174  | 202,0   | 26,64                  |
| H <sub>2</sub> S [ppm obj.] | 124       | 136  | 142  | 122  | 119  | 128,6   | 9,89                   |

Tabela 21: Zawartość [mg/m<sup>3</sup>] siloksanów w biogazie ujmowanych z zamkniętych komorach fermentacyjnych oczyszczalni ścieków „Łyna” w Olsztynie

| Składnik gazu                     | Wartość [mg/m <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Tetrametylosilan (TMS)            | 0,124                        |
| Trimetylosilanol (MOH)            | 0,411                        |
| Heksametylodisiloksan (L2)        | 0,073                        |
| Heksametylocyklotrisiloksan (D3)  | 0,198                        |
| Oktametylotrisiloksan (L3)        | 0,216                        |
| Oktametylocyklotetrasiloksan (D4) | 0,021                        |
| Dekametylotetrasiloksan (L4)      | 0,026                        |
| Dekametylocyklopentasiloksan (D5) | 0,510                        |

W przypadku biogazu ujmowanego z zamkniętych komór fermentacyjnych osadu ściekowego, stwierdzono dobre parametry biogazu do wykorzystania na cele energetyczne. Zawartość metanu wyniosła blisko 54,5 % obj., a stosunek CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> przyjmował wartości 1,44 (tabela 20). W biogazie stwierdzono podwyższony około 7,5% obj. udział azotu. Z uwagi na właściwości substratu, biogaz charakteryzował się relatywnie wysoką zawartością amoniaku. Stężenia siloksanów, były niższe niż w przypadku biogazu ze składowisk (tabela 21). Badania potwierdziły, iż zamknięte komory fermentacyjne stanowią dobre źródło biogazu na cele rozproszonych systemów wykorzystania biogazu.



## **Czynny Okresowy Bioreaktor Beztlenowy przetwarzających beztlenowo odpady komunalne i osady ściekowe zlokalizowany w miejscowości Kosiny Bartosowe Koło Mławy eksploatowane przez firmę Novago sp. z o.o.**

W instalacji zlokalizowanej w miejscowości Kosiny Bartosowe zastosowano technologię Okresowego Bioreaktora Beztlenowego - Anabiorec™. Technologia polega na umieszczeniu zmieszanych odpadów komunalnych w Okresowym Bioreaktorze Beztlenowym i poddaniu ich intensywnym procesom beztlenowym w celu wytworzenia biogazu o wysokiej wartości opałowej, a następnie poddaniu odpadów procesowi tlenowego biosuszenia w celu usunięcia nadmiaru wody do zawartości poniżej 20 % w/w oraz pozbawienia odpadów pozostałych po procesach przemian beztlenowych substancji odorotwórczych. Poddanie odpadów biokonwersji (kolejno następującym po sobie przemianom biologicznym w warunkach beztlenowych, a następnie tlenowych) umożliwi wytworzenie z każdej tony odpadów paliwa gazowego – do 200 m<sup>3</sup> biogazu o wartości opałowej powyżej 22 MJ/m<sup>3</sup> oraz uzyskanie do 300 kg stałego paliwa alternatywnego (SRF) o wartości opałowej powyżej 20 MJ/kg.

Z definicji Okresowy Bioreaktor Beztlenowy to metoda biologicznego przetwarzania odpadów, wykorzystująca intensyfikację procesów biochemicznych do stabilizacji i rozkładu materii organicznej przez łączny okres 5 lat, co daje znacznie szybsze efekty niż konwencjonalne składowiska, gdzie ten okres jest wydłużony do 30-50 lat. W celu osiągnięcia takich efektów obiekt ten musi posiadać technologię umożliwiającą znacznie skrócenie czasu rozkładu materii organicznej. Głównym założeniem jest przyspieszenie procesów beztlenowych zachodzących w OBB. W tym celu stosuje się zbieranie, oczyszczanie i recykulację odcieków. Zbieranie, oczyszczanie i recykulacja odcieków ma na celu kontrolę wilgotności wsadu i umożliwia ewentualną zmianę odczynu, usunięcie nadmiaru azotu amonowego i dodanie substancji biogennej do reaktora co jest niezbędne do uzyskania prawidłowych warunków stabilizacji oraz produkcji biogazu.

W OBB w Kosinach Bartosowych na powierzchni 1 ha, zdeponowano 70000 Mg zmieszanych odpadów komunalnych. Odpady deponowane były w okresie od października 2012 roku do maja 2013 roku. Po tym okresie, odpady przykryto warstwą uszczelniającą, zainstalowano 11 studni odgazowujących, pionowych, wierconych, które podłączone są kolektorami do odwadniacza. Ze względu na to, iż OBB jest obecnie rozbudowywany o kwatery o powierzchni 2,5 ha, biogaz jest ujmowany zespołem ssawnym i kierowany do pochodni. Po zakończeniu rozbudowy, zainstalowane zostaną kolejne studnie odgazowujące oraz zespół kogeneracyjnego wykorzystania biogazu. Próbkę biogazu pobierano poprzez króciec zainstalowany pomiędzy odwadniaczem a zestawem ssawnym. W okresie pomiarów przepływ gazu ujmowanego z 11 studni wynosił 166 m<sup>3</sup>/h.

W przypadku biogazu ujmowanego z okresowego bioreaktora beztlenowego, w którym substratem do produkcji biogazu jest frakcja podsitowa o uziarnieniu < 80 mm, wydzielona mechanicznie ze zmieszanych odpadów komunalnych, stwierdzono bardzo dobre parametry biogazu do wykorzystania na cele energetyczne.

Tabela 22: Zawartość podstawowych składników w biogazie ujmowanych z czynnego Okresowego Bioreaktora Beztlennego przetwarzających beztlennowo odpady komunalne

| Składnik gazu               | Nr próbki |      |      |      |      | Średnia | Odchylenie standardowe |
|-----------------------------|-----------|------|------|------|------|---------|------------------------|
|                             | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    |         |                        |
| CH <sub>4</sub> [% obj.]    | 60,2      | 61,3 | 63,6 | 62,1 | 64,4 | 62,32   | 1,70                   |
| CO <sub>2</sub> [% obj.]    | 38,6      | 38,4 | 35,9 | 36,8 | 35,3 | 37,00   | 1,47                   |
| O <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,2       | 0,1  | 0,3  | 0,2  | 0,1  | 0,18    | 0,08                   |
| N <sub>2</sub> [% obj.]     | 1,0       | 0,2  | 0,2  | 0,9  | 0,2  | 0,50    | 0,41                   |
| NH <sub>3</sub> [ppm obj.]  | 187       | 163  | 147  | 152  | 138  | 157,4   | 18,85                  |
| H <sub>2</sub> S [ppm obj.] | 135       | 139  | 120  | 119  | 148  | 132,2   | 12,52                  |

Tabela 23: Zawartość [mg/m<sup>3</sup>] siloksanów w biogazie ujmowanych z czynnego Okresowego Bioreaktora Beztlennego przetwarzających beztlennowo odpady komunalne

| Składnik gazu                     | Wartość [mg/m <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Tetrametylosilan (TMS)            | 0,067                        |
| Trimetylosilanol (MOH)            | 0,362                        |
| Heksametylodisiloksan (L2)        | 0,065                        |
| Heksametylocyklotrisiloksan (D3)  | 0,521                        |
| Oktametylotrisiloksan (L3)        | 0,473                        |
| Oktametylocyklotetrasiloksan (D4) | 0,452                        |
| Dekametylotetrasiloksan (L4)      | 0,076                        |
| Dekametylocyklopentasiloksan (D5) | 0,579                        |

Zawartość metanu była najwyższa i wyniosła 62,3 % obj., a stosunek CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> przyjmował wartości 1,68 (tabela 22). W biogazie praktycznie nie stwierdzono azotu. Stężenia amoniaku i siarkowodoru (tabela 22) oraz siloksanów (tabela 23) były na akceptowalnym poziomie do wykorzystania biogazu na cele energetyczne. Badania potwierdziły, iż przetwarzanie odpadów komunalnych w technologii OBB stanowi bardzo dobre źródło biogazu na cele rozproszonych systemów wykorzystania biogazu.

### **Czynna Biogazownia Rolnicza zlokalizowana w miejscowości Świdnica eksploatowana przez firmę Bioelektrownia Świdnica Bio-wat.**

Jako biogazownię rolniczą, wybrano do badań biogazownię zlokalizowaną w miejscowości Świdnica eksploatowaną przez firmę Bioelektrownia Świdnica Bio-wat. Biogazownia położona jest w świdnickiej strefie przemysłowej. Zainstalowana moc elektryczna agregatu to 0,9 MWe, a ciepła 1,1 MW. Generowany biogaz jest odwadniany przed podaniem na silnik napędzający agregat. Próbkę biogazu pobierano po odwadniaczu. W czasie pomiarów przepływ biogazu wyniósł 385 m<sup>3</sup>/h.

W biogazowni rolniczej, wytwarzany biogaz charakteryzował się dobrymi parametrami energetycznymi. Zawartość metanu wyniosła blisko 52 % obj., a stosunek CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> przyjmował wartości 1,08 (tabela 24). W biogazie nie stwierdzono azotu. Zaobserwowano także najniższe stężenia amoniaku i siarkowodoru.

Tabela 24: Zawartość podstawowych składników w biogazie ujmowanych z czynnej biogazowni rolniczej w Świdnicy

| Składnik gazu               | Nr próbki |      |      |      |      | Średnia | Odchylenie standardowe |
|-----------------------------|-----------|------|------|------|------|---------|------------------------|
|                             | 1         | 2    | 3    | 4    | 5    |         |                        |
| CH <sub>4</sub> [% obj.]    | 52,2      | 51,1 | 52,1 | 51,9 | 52,2 | 51,90   | 0,46                   |
| CO <sub>2</sub> [% obj.]    | 47,6      | 48,8 | 47,6 | 47,9 | 47,5 | 47,88   | 0,54                   |
| O <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,2       | 0,1  | 0,3  | 0,2  | 0,3  | 0,22    | 0,08                   |
| N <sub>2</sub> [% obj.]     | 0,0       | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,0  | 0,00    | 0,00                   |
| NH <sub>3</sub> [ppm obj.]  | 12        | 76   | 40   | 52   | 42   | 44,4    | 23,08                  |
| H <sub>2</sub> S [ppm obj.] | 9         | 39   | 30   | 35   | 37   | 30,0    | 12,21                  |

Tabela 25: Zawartość [mg/m<sup>3</sup>] siloksanów w biogazie ujmowanych z czynnej biogazowni rolniczej w Świdnicy

| Składnik gazu                     | Wartość [mg/m <sup>3</sup> ] |
|-----------------------------------|------------------------------|
| Tetrametylosilan (TMS)            | 0,118                        |
| Trimetylosilanol (MOH)            | 0,543                        |
| Heksametylodisiloksan (L2)        | 0,062                        |
| Heksametylocyklotrisiloksan (D3)  | 0,262                        |
| Oktametylotrisiloksan (L3)        | 0,240                        |
| Oktametylocyklotetrasiloksan (D4) | 0,010                        |
| Dekametylotetrasiloksan (L4)      | 0,030                        |
| Dekametylocyklopentasiloksan (D5) | 0,490                        |

Stężenia siloksanów, były niższe niż w przypadku biogazu ze składowisk (tabela 25). Badania potwierdziły, iż biogazownie rolnicze stanowią dobre źródło biogazu na cele rozproszonych systemów wykorzystania biogazu.

### Podsumowanie wyników badań

Przeprowadzone badania biogazu ujmowanego z 5 różnych źródeł wskazują na to, iż generalnie w przypadku bioreaktorów, gdzie proces fermentacji metanowej prowadzony jest w kontrolowanych warunkach, a więc w instalacjach typu: zamknięta komora fermentacyjna, okresowy bioreaktor beztlenowy i biogazownia rolnicza, parametry biogazu są najlepsze. Gaz ujmowany z OBB posiadał najwyższą zawartość metanu. Niemniej jednak biogaz ujmowany w WKF lub w biogazowni rolniczej posiadał parametry wystarczające do jego wykorzystania w układach kogeneracyjnych. W przypadku składowisk odpadów, zarówno tych czynnych jak i zrekultywowanych zanotowano problemy, które powodować mogą trudności z ciągłym wykorzystaniem biogazu. Stwierdzono bardzo wysoką zawartość azotu, co obniża kaloryczność biogazu, a w przypadku składowiska zamkniętego bardzo wysoki stosunek CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub>, wskazujący na wyczerpanie zasobności biogazowej złoża odpadów (tabela 26). Ze względu na przebudowę systemu gospodarki odpadami w kierunku maksymalizacji odzysku, w tym recyklingu oraz unikania składowania odpadów, w kolejnych latach spodziewać się można zamknięcia kolejnych składowisk odpadów komunalnych. Stąd też, to źródło biogazu zmniejszać będzie stopniowo swój udział w ogólnym bilansie biogazowym. Wobec powyższych obserwacji, do ciąg-

głego poboru biogazu w celu wykorzystania w rozproszonym systemie dystrybucji biogazu, rekomenduje się: zamknięte komory fermentacyjna, okresowe bioreaktory beztlenowe i biogazownie rolnicze. Natomiast w stosunku składowisk odpadów rekomendowanym rozwiązaniem jest stosowanie okresowych pompowań biogazu z wykorzystaniem mobilnych stacji dystrybucji i kompresji biogazu. Pomimo słabszych parametrów energetycznych biogazu ze składowisk istnieje możliwość mieszania tego strumienia biogazu z biogazem ze źródeł bardziej zasobnych. Przykładowo wyliczono średnie wartości parametrów biogazu z 5 badanych źródeł jako symulacje zmieszania strumieni biogazu w równych proporcjach.

Wykonane badania wskazały także, iż w przypadku biogazu ze składowisk oraz z OBB zawartość siloksanów jest około 1,4-1,7 razy wyższa niż w biogazie z WKF i biogazowni rolniczej. Wskazuje to na konieczność rozważenia implementacji oczyszczania biogazu z tych związków, szczególnie w systemach kogeneracyjnych.

Badania wykazały obecność amoniaku i siarkowodoru, przy czym najniższe stężenia notowano w biogazie z biogazowni rolniczej, a najwyższe w biogazie z WKF oraz z OBB. Z uwagi na ochronę antykorozyjną urządzeń spalających biogaz oraz ochronę atmosfery rekomenduje się stosowanie systemów usuwania tych związków z biogazu. Zaznaczyć jednak trzeba, iż stężenia te są w zakresie akceptowalnym przez dostawców układów kogeneracyjnych.

*Tabela 26. Skład (średni) Biogazu uzyskany z pięciu źródeł biogazu.*

| Składnik gazu                    | Źródło biogazu |       |       |       |       | Średnia |
|----------------------------------|----------------|-------|-------|-------|-------|---------|
|                                  | 1              | 2     | 3     | 4     | 5     |         |
| <b>CH<sub>4</sub> [% obj.]</b>   | 39,34          | 50,24 | 54,46 | 62,32 | 51,90 | 54,73   |
| <b>CO<sub>2</sub> [% obj.]</b>   | 37,90          | 17,20 | 37,86 | 37,00 | 47,88 | 34,99   |
| <b>O<sub>2</sub> [% obj.]</b>    | 0,42           | 0,76  | 0,20  | 0,18  | 0,22  | 0,34    |
| <b>N<sub>2</sub> [% obj.]</b>    | 22,34          | 31,80 | 7,48  | 0,50  | 0,00  | 9,945   |
| <b>NH<sub>3</sub> [ppm obj.]</b> | 116,40         | 127,0 | 202,0 | 157,4 | 44,4  | 132,7   |
| <b>H<sub>2</sub>S [ppm obj.]</b> | 110,20         | 108,2 | 128,6 | 132,2 | 30,0  | 99,75   |

### 3. WYKORZYSTANIE BIOGAZU DO PRODUKCJI ENERGII

Od początku istnienia silnika spalinowego, początkowo funkcjonującego w swej jednocyndrowej postaci, trwa nieustanna walka inżynierów o to, aby poprawić jego efektywność, osiągi, zmniejszyć zużycie paliwa i ograniczyć emisję trujących związków, gdyż era „zielonych samochodów” trwa od lat '70 XX wieku aż po dziś dzień, czego przykładem jest ciągle rosnąca liczba pojazdów zasilanych paliwem gazowymi – również biometanem. Tak samo w przypadku systemów grzewczych, czy to w domach jedno-, wielorodzinnych czy układach kogeneracyjnych, postęp technologiczny zmierza w takim kierunku, aby jak najwięcej energii ze spalnego gazu była wykorzystywana do produkcji ciepła bądź prądu.

#### 3.1. Podstawowe właściwości paliw stosowanych w silnikach spalinowych

Podstawowe własności paliw, które decydują o ich zastosowaniu w określonym silniku spalinowym, przedstawiają się następująco:

**Wartość opałowa (W)** – ilość ciepła, którą uzyskuje się w wyniku całkowitego i zupełnego spalania jednostki masy lub objętości paliwa. W przypadku silników tłokowych ważna jest wartość opałowa dolna, przy określeniu której pomija się ilość ciepła wydzielonego podczas skraplania wody w spalinach, gdyż proces ten przebiega najczęściej poza cylindrami silnika i energia ta nie jest efektywnie wykorzystywana.

Wartość energetyczna w paliwach transportowych została podana w tabeli 27.

**Liczba oktanowa (LO)** – parametr równy procentowej zawartości izooktanu w mieszaninie n-heptan/izooktan, która wywołuje identyczną liczbę stuków w silniku testowym jak analizowane paliwo. Dla paliw silnikowych LO mieści się w granicach 80-98 i taka wartość LO jest uzyskiwana dzięki dodawaniu składników antystukowych, jakimi były kiedyś związki ołowioorganiczne (tetraetylołów). Dziś w tzw. benzynach bezołowowych są stosowane alkohole (metanol, etanol, tert-butanol) i etery (eter metylo-tert-butylowy lub eter tert-amylowo-metylowy), których ilość, regulowana normami, może dochodzić do 10 %. Działanie środków antystukowych polega na tłumieniu niekontrolowanego spalania poprzez wprowadzenie do układu rodników, które w sposób niedetonacyjny inicjują proces spalania w niższej temperaturze, a jednocześnie rekombinują z nadmiarem rodników generowanych spontanicznie w czasie samozapłonu [105]. W zależności od metody oznaczania wartości liczby oktanowej rozróżnia się liczbę oktanową motorową (LOM) i liczbę oktanową badawczą (LOB). Oznaczenia handlowe dotyczą zazwyczaj LOB, której wartość jest wyższa niż LOM.

**Liczba cetanowa (LC)** – cecha charakteryzująca skłonność paliwa do samozapłonu. LC jest wyznaczana przez porównanie czasu zapłonu paliwa wzorcowego i analizowanego oleju napędowego. Paliwem wzorcowym jest mieszanina cetanu (heksadekanu,  $C_{16}H_{34}$ , dla którego LC = 100) - posiadającego bardzo krótki czas zapłonu i  $\alpha$ -metylonaftalenu. Czysty cetan ma LC = 100, natomiast mieszanina cetanu z  $\alpha$ -metylonaftalenem (1:1) ma LC = 50.

Tabela 27: Wartość energetyczna w paliwach transportowych [104]

| <b>Paliwo</b>  | <b>Wartość energii wg wagi [MJ/kg]**</b> | <b>Wartość energii wg objętości [MJ/l]**</b> |
|--|--|--|
| <b>Bioetanol (etanol produkowany z biomasy)</b>  | 27                                       | 21   |
| <b>Bio-ETBE (eter etylo-t-butyłowy produkowany na bazie bioetanolu)</b>  | 36 (37%*)                                | 27 (37%*)                                    |
| <b>Biometanol (metanol produkowany z biomasy, do stosowania jako biopaliwo)</b>  | 20                                       | 16   |
| <b>Bio-MTBE (eter metylo-t-butyłowy produkowany na bazie biometanolu)</b>  | 35 (22%*)                                | 26 (22%*)                                    |
| <b>Bio-DME (eter dimetyłowy produkowany z biomasy, do stosowania jako biopaliwo)</b>   | 28                                       | 19   |
| <b>Bio-TAEE (eter etylo-t-amylowy produkowany na bazie bioetanolu)</b>   | 38 (29%*)                                | 29 (29%*)                                    |
| <b>Biobutanol (butanol produkowany z biomasy, do stosowania jako biopaliwo)</b>  | 33                                       | 27   |
| <b>Biodiesel (eter metyłowy produkowany z oleju roślinnego lub zwierzęcego do stosowania jako biopaliwo)</b>   | 37                                       | 33   |
| <b>Olej napędowy wytwarzany metodą Fischer-Tropsch (syntetyczny węglowodór lub mieszanka syntetycznych węglowodorów produkowanych z biomasy)</b>   | 44                                       | 34   |
| <b>Hydrorafinowany olej roślinny (olej roślinny poddany termochemicznej obróbce wodorem)</b>   | 44                                       | 34   |
| <b>Czysty olej roślinny (olej produkowany z roślin oleistych poprzez tłoczenie, wyciskanie lub z zastosowaniem innych podobnych metod, surowy lub rafinowany, lecz chemicznie niemodyfikowany, jeśli kompatybilny z zastosowanym typem silników i odpowiednimi wymogami w zakresie emisji)</b> | 37                                       | 34   |
| <b>Biogaz (gaz opałowy produkowany z biomasy i/lub z części odpadów ulegającej biodegradacji, który może być oczyszczony do poziomu odpowiadającego jakości gazu naturalnego, do stosowania jako biopaliwo, lub gaz drzewny)</b>   | 50                                       | —  |
| <b>Benzyna</b>   | 43                                       | 32   |
| <b>Olej napędowy</b>   | 43                                       | 36   |

\* udział energii ze źródeł odnawialnych

\*\* dolna wartość kaloryczna

Nierozgałęzione węglowodory nasycone (parafinowe) charakteryzują się liczbą cetanową od 70 do 110, gorsze właściwości mają węglowodory parafinowe rozgałęzione ( $20 < LC < 70$ ), a liczba cetanowa węglowodorów aromatycznych wynosi od 0 do 60. Ogólnie, lżejsze frakcje ropy naftowej mają niższą liczbę cetanową od frakcji wyższych (ale ich niewielka zawartość 10 jest korzystna podczas rozruchu silnika wysokoprężnego). Minimalna wartość LC określona polskimi normami jest równa 51 [105].

**Temperatura samozapłonu** – najniższa temperatura, w której paliwo w obecności powietrza ulegają samorzutnemu zapaleniu. Do zapłonu w tej temperaturze nie jest potrzebna zewnętrzna inicjacja.

### **Wymagania dotyczące paliw silnikowych**

Paliwa silnikowe muszą spełniać szereg wymagań, aby mogły być dopuszczone do produkcji oraz użytkowania:

- łatwość tworzenia jednorodnej mieszanki paliwowo–powietrznej,
- prawidłowy przebieg spalania w różnych warunkach eksploatacyjnych,
- duża wartość opałowa jako miara energii zawartej w jednostce masy lub objętości paliwa,
- trwałość w różnych warunkach eksploatacji pojazdu,
- brak lub niewielkie tworzenie się smolistych lub trwałych osadów,
- brak własności korozyjnych,
- dostateczna niska temperatura krzepnięcia lub zamarzania,
- brak zanieczyszczeń chemicznych, mechanicznych lub wody.

Paliwa gazowe w zależności od właściwości mogą być transportowane i magazynowane w postaci gazowej (sprężonej) lub w postaci ciekłej (skroplonej) – poniżej wymieniono najpowszechniejsze paliwa gazowe tychże rodzajów.

### **Gazy sprężone**

Paliwa gazowe sprężone do ciśnienia ok. 20 MPa. Zaletą tych gazów jest duża wartość opałowa i bezpieczniejsze przechowywanie – gęstość mniejsza od powietrza.

- Metan – węglowodór nasycony, podstawowy składnik wszystkich gazów naturalnych;
- Wodór – alternatywne paliwo do silników, powszechnie uznawane jako paliwo przyszłości;
- Gaz ziemny (naturalny) – cenne paliwo silnikowe występujące na terenach ropośnych;
- Gaz koksowniczy – składa się z metanu, wodoru i tlenku węgla, gaz powstający przy wytwarzaniu koksu;
- Biogaz – wytwarzany ze związków pochodzenia organicznego np. ścieki, ścieki cukrownicze, odpady komunalne, odchody zwierzęce, gnojowica, odpady przemysłu rolno-spożywczego, biomasa) a częściowo także ich rozpadu gnilnego, powstający w biogazowni. Nieoczyszczony biogaz składa się w ok. 65% (w granicach 50-75%) z metanu i w 35% z dwutlenku węgla oraz domieszki innych gazów np. siarkowodoru, tlenku węgla;

- Biometan – oczyszczony (uszlachetniony) biogaz, pod względem chemicznym jest równoważnikiem gazu ziemnego.

### **Gazy skroplone**

Gazy skroplone są najczęściej mieszaniną węglowodorów przy przetwarzaniu gazu ziemnego, ropy naftowej, syntetycznej benzyny, destylacji węgla brunatnego. Są łatwe do skraplania w temperaturze otoczenia przy niewysokim ciśnieniu ok. 1,5 MPa.

LPG (ang. Liquefied Petroleum Gas) – mieszanina skroplonego propanu i butanu o różnych proporcjach zależnych od strefy klimatycznej. Przewożony w stanie ciekłym pod ciśnieniem ok. 1-1,5 MPa. Butle, w których się go przechowuje i transportuje, napełnia się zwykle do 80% lub 85% objętości, aby uniknąć rozerwania butli przez rozszerzającą się przy zmianie temperatury cieczy [106].

### **Wykorzystanie paliw gazowych w silnikach spalinowych**

Początki zasilania silników spalinowych paliwami gazowymi pojawiły się w XIX wieku i znalazły zastosowanie przy konstrukcji pierwszego silnika spalinowego przez Etienne Lenoira w roku 1860. Zastosowano wówczas gaz świetlny. W 1878 roku powstał, skonstruowany przez Nikolausa A. Otto i Eugena Langena, czterosurowy silnik zasilany gazem [106], [107]. Stosowanie gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów datuje swe początki w latach 30. poprzedniego wieku. Wykorzystywano je m.in. we Włoszech i w Rosji.

### **Zastosowanie paliw gazowych w Polsce**

W Polsce w latach 50. jeździło ponad 2 000 samochodów na gaz - głównie pojazdy służb technicznych. Najdłuższą tradycję sprężony gaz ziemny ma na południu kraju, gdzie w latach 1949-1955 wybudowano kilka stacji sprężania gazu ziemnego do napędu pojazdów samochodowych (Krosno, Rzeszów, Tarnów, Mysłowice, Gliwice, Bielsko, Kraków i Nowa Huta) [107]. Stacja w Tarnowie wyposażona była w pięciostopniowe sprężarki oraz zbiorniki magazynowe na ciśnienie robocze 30 MPa. Gaz sprężony stosowany był wyłącznie do napędu samochodów ciężarowych. W Tarnowie w tym okresie samochody przystosowane do zasilania sprężonym gazem ziemnym posiadały Zakłady Azotowe oraz Miejski Zakład Gospodarki Komunalnej. Bardzo korzystna była wówczas cena gazu 1 m<sup>3</sup> sprężonego gazu ziemnego kosztował 0,50 zł, podczas gdy 1 litr benzyny kosztował 5,00 zł [107]. Pomimo tak dobrych relacji cenowych w drugiej połowie lat 60. zakłady tarnowskie zaprzestały korzystania ze sprężonego gazu ziemnego. Wpłynął na to niski ówczesnie poziom dostępnych rozwiązań technologicznych, przede wszystkim brak butli - zbiorników pod odpowiednim ciśnieniem. Stacja w Tarnowie została zlikwidowana w 1970 roku.

W połowie lat 80. pojawiły się informacje o programie rządowym wykorzystania gazu ziemnego do napędu samochodów, realizowanym przez Przemysłowy Instytut Motoryzacji w Warszawie (PIMOT), przy współpracy Politechniki Krakowskiej i Politechniki Śląskiej w Gliwicach. Zainteresowanie programem wyraził Sanocki Zakład Górnictwa Nafty i Gazu. Wynikało to z faktu, iż wzdłuż brzegu Karpat, na granicy Przedgórze położonych jest kilka naturalnych złóż gazu ziemnego zawierających gaz o cechach ideal-



nych dla zasilania pojazdów: o zawartości metanu 96-98%, braku niepożądanych związków siarki i azotu, a co najważniejsze o wysokim ciśnieniu złożowym ok. 200 MPa. Warunki takie umożliwiały tankowanie samochodów gazem ziemnym bez konieczności stosowania kosztownego sprężania. Po zadeklarowaniu przez PIMOT pomocy w adaptacji samochodów do zasilania metanem, w 1988 roku uruchomiona została pilotowa stacja tankowania samochodów gazem ziemnym w Kopalni Gazu Ziarnego Przemysł-Zachód. Pierwszymi pojazdami przystosowanymi do CNG były samochody obsługi kopalń Żuki A-11B wyposażone w armaturę zasilającą dostarczoną przez PIMOT. W 1989 roku na terenie Kopalni Gazu Ziarnego Rzeszów wybudowano drugą instalację tankowania samochodów, która zasilala kilkanaście pojazdów należących do lokalnej firmy transportowej [107].

### **Zastosowanie paliw gazowych na świecie**

Znaczący rozwój paliw gazowych na świecie to ostatnie 20-25 lat. Podstawowe czynniki tego rozwoju to względy ekologiczne, poprawa bezpieczeństwa dostaw paliw poprzez ich dywersyfikację oraz opłacalność ekonomiczna. Aktualnie na świecie jest ok. 17,25 mln pojazdów zasilanych gazem CNG lub biogazem i jest to bardzo dynamicznie rosnący segment na rynku pojazdów [108]. W poszczególnych państwach stworzono różnego rodzaju mechanizmy wspierające rozwój gazu ziemnego jako paliwa do pojazdów. Na przełomie lat 80. i 90. ubiegłego stulecia rozpoczęły działalność międzynarodowe stowarzyszenia, których celem jest promowanie NGV: IANGV - International Association for Natural Gas Vehicles czy ENGVA - European Natural Gas Vehicles Association.

### **Zastosowanie biogazu w pojazdach silnikowych – zalety i wady**

Użytkowanie biogazu jako podstawowego napędu pojazdu silnikowego wiąże się nieodłącznie z kosztami, jakie trzeba zainwestować w modernizację i przystosowanie silnika do napędu gazowego lub zakupu samochodu fabrycznie wyposażonego w taki układ zasilania [109]. Ze względu na to, że biogaz i sprężony gaz ziemny mają podobny skład (tabela 28) można wykorzystać istniejące układy zasilania silnika paliwem gazowym przewidzianym na sprężony gaz ziemny.

*Tabela 28: Porównanie składu biogazu i sprężonego gazu ziemnego [110], [111]*

| <b>Składniki [%]</b>                  | <b>Biogaz</b> | <b>Gaz ziemny</b> |
|---------------------------------------|---------------|-------------------|
| Metan, CH <sub>4</sub>                | 55-75         | 97,4              |
| Dwutlenek węgla CO <sub>2</sub>       | 25-45         | 0,07              |
| Azot, N <sub>2</sub>                  | 0-0,3         | 1,22              |
| Wodór, H <sub>2</sub>                 | 1-5           | -                 |
| Siarkowodór, H <sub>2</sub> S         | 0-3           | -                 |
| Tlen, O <sub>2</sub>                  | 0,1-0,5       | -                 |
| Etan, C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>   | -             | 0,94              |
| Propan, C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> | -             | 0,22              |
| Gazy szlachetne (argon, hel)          | -             | 0,13              |

Największą zaletą pojazdów zasilanych biogazem w stosunku do benzyny i innych pojazdów na paliwa konwencjonalne jest to, że szkodliwe dla środowiska emisje są znacznie zmniejszone. Dlatego głównym powodem, dla którego warto zainwestować w pojazd napędzany gazem są względy ekologiczne i ekonomiczne [110], [112], [113]:

- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, przede wszystkim dwutlenku węgla (CO<sub>2</sub>) – tabela 29,
- pojazdy zasilane biogazem w porównaniu z tymi, napędzanymi benzyną wydzielają nawet do 90% mniej tlenku węgla (CO), 80% mniej węglowodorów – głównego czynnika odpowiedzialnego za smog i 50-86% mniej tlenków azotu (NO<sub>x</sub>) – zasady obliczania wpływu biopaliw, biopłynów i ich odpowiedników kopalnych na emisję gazów cieplarnianych przedstawia tabela 30 (dokładne wymagania składu biogazu znajdują się w tabeli 31),
- redukcja do minimum wydzielanie związków siarki i sadzy, co ma znaczący wpływ na ograniczenie ich emisji do środowiska i poprawę mikroklimatu dużych aglomeracji miejskich,
- koszty biogazu i CNG są niższe niż ceny benzyny i wykazują znaczną stabilność w porównaniu do cen ropy naftowej,
- pojazdy są mniej hałaśliwe.

Wady zasilania pojazdów biogazem przedstawiają się następująco:

- użytkowanie biogazu jako podstawowego napędu pojazdu silnikowego wiąże się nieodłącznie z kosztami, jakie trzeba zainwestować w modernizację i przystosowanie silnika do napędu gazowego lub zakupu samochodu fabrycznie wyposażonego w taki układ zasilania,
- mniej miejsca (np. w bagażniku) i zwiększenie masy pojazdu,
- ograniczona liczba stacji tankowania,
- wydłużony czas tankowania,
- zwiększone koszty przeglądów,
- mniejszy zasięg pojazdu (uwzględniając zasilanie jedynie gazem).

*Tabela 29: Redukcje emisji z pojazdów napędzanych biogazem w porównaniu do pojazdów napędzanych paliwem konwencjonalnym [110], [114]*

| <b>Substancja zanieczyszczająca</b>                        | <b>Autobus Diesel na biogaz</b> | <b>Samochód Diesel na biogaz</b> | <b>Samochód Benzyna na biogaz</b> |
|--|---------------------------------|----------------------------------|-----------------------------------|
| GHG (CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O) | - 96%                           | - 95%                            | - 96%                             |
| Małe cząsteczki PM 2,5                                     | - 94%                           | - 100%                           | - 67%                             |
| SO <sub>2</sub>  | - 100%                          | - 100%                           | - 100%                            |
| NO <sub>x</sub>  | - 39%                           | - 88%                            | - 57%                             |
| NMVOC*   | - 70%                           | - 33%                            | - 79%                             |

\*Non-methane volatile organic compounds (niemetanowe lotne związki organiczne)

Tabela 30: Wartości typowe i standardowe dla biopaliw produkowanych bez emisji netto dwutlenku węgla w związku ze zmianą sposobu użytkowania gruntów – wyróżniono trzy rodzaje biogazu [104]

| Ścieżka produkcji biopaliw  | Typowe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych                | Standardowe ograniczenie emisji gazów cieplarnianych |
|---|--|--|
| Etanol z buraka cukrowego   | 61 %   | 52 %   |
| Etanol z pszenicy (paliwo technologiczne nieokreślone)  | 32 %   | 16 %   |
| Etanol z pszenicy (węgiel brunatny jako paliwo technologiczne w elektrociepłowni)                         | 32 %   | 16 %   |
| Etanol z pszenicy (gaz ziemny jako paliwo technologiczne w konwencjonalnym kotle)                         | 45 %   | 34 %   |
| Etanol z pszenicy (gaz ziemny jako paliwo technologiczne w elektrociepłowni)                              | 53 %   | 47 %   |
| Etanol z pszenicy (słoma jako paliwo technologiczne w elektrociepłowni)                                   | 69 %   | 69 %   |
| Etanol z kukurydzy wyprodukowany we Wspólnocie (gaz ziemny jako paliwo technologiczne w elektrociepłowni) | 56 %   | 49 %   |
| Etanol z trzciny cukrowej   | 71 %   | 71 %   |
| Część ze źródeł odnawialnych eter etylowo-t-butyłowy (ETBE)   | Takie same wartości jak dla wybranej ścieżki produkcji etanolu |  |
| Część ze źródeł odnawialnych eter etylo-tamyłowy (TAEE)   | Takie same wartości jak dla wybranej ścieżki produkcji etanolu |  |
| Biodiesel z ziaren rzepaku  | 45 %   | 38 %   |
| Biodiesel ze słonecznika  | 58 %   | 51 %   |
| Biodiesel z soi   | 40 %   | 31 %   |
| Biodiesel z oleju palmowego (technologia nieokreślona)  | 36 %   | 19 %   |
| Biodiesel z oleju palmowego (technologia z wychwytem metanu w olejarni)                                   | 62 %   | 56 %   |
| Biodiesel ze zużytego oleju roślinnego lub zwierzęcego  | 88 %   | 83 %   |
| Hydrolaminowany olej roślinny z ziaren rzepaku  | 51 %   | 47 %   |
| Hydrolaminowany olej roślinny ze słonecznika  | 65 %   | 62 %   |
| Hydrolaminowany olej roślinny z oleju palmowego (technologia nieokreślona)                                | 40 %   | 26 %   |
| Hydrolaminowany olej roślinny z oleju palmowego (technologia z wychwytem metanu w olejarni)               | 68 %   | 65 %   |
| Czysty olej roślinny z ziaren rzepaku   | 58 %   | 57 %   |
| Biogaz z organicznych odpadów komunalnych jako sprężony gaz ziemny  | 80 %   | 73 %   |
| Biogaz z mokrego obornika jako sprężony gaz ziemny  | 84 %   | 81 %   |
| Biogaz z suchego obornika jako sprężony gaz ziemny  | 86 %   | 82 %   |

W Europie i na świecie zauważyć można dążenie do wprowadzania nowych, fabrycznie przystosowanych do zasilania CNG/biogazem pojazdów samochodowych, co zapewnia większe bezpieczeństwo eksploatacji, obniżenie kosztów homologacyjnych oraz zapewnienie profesjonalnych usług serwisowych [115].

### 3.2. Układ zasilania silnika spalinowego biogazem

Wybór układu zasilania silnika jest ważny elementem całego procesu modyfikacji pojazdu, który pozwoli na optymalizację pracy i realną redukcję emitowanych zanieczyszczeń. Wśród instalacji gazowych, ze względu na sposób zasilania, można wyróżnić dwa główne rodzaje: instalację typu Monovalent i Bivalent [110], [116].

*Monovalent* umożliwia napędzanie pojazdu wyłącznie paliwem gazowym. System ten charakteryzuje się sterowaniem czasu otwarcia wtryskiwaczy oraz kątem wyprzedzenia zapłonu, a także wykrywaniem przerw w zapłonie. W silniku każdy cylinder wyposażony jest w zawór wtryskowy przed zaworem ssącym, w ten sposób zapewniony jest optymalny rozdział mieszanki. Zasada działania jest podobna jak w przypadku silnika spalinowego. W komorze cylindra sprężaniu ulega lotny gaz, który ulega zapłonowi dzięki iskrze na świecy zapłonowej. Wytworzone ciśnienie powoduje suw tłoka, wprawiającego w ruch wał korbowy.

*Bivalent (Bi-Fuel)* umożliwia zasilanie pojazdu nie tylko paliwem gazowym, ale także paliwem płynnym. Przełączenie na inny rodzaj paliwa może odbywać się podczas jazdy. W takiej instalacji paliwo podawane jest w postaci lotnej do cylindra poprzez zawory ssące za pomocą jednego z systemów czterech generacji [110]:

- I. układ najprostsz, gaz jest zasysany do cylindra wskutek zmiennego podciśnienia zależnego od obrotów silnika. Taki system nie pozwala na regulację objętości gazu zasysanego przez silnik, co obniża jego wydajność,
- II. wtrysk jednopunktowy (monowtrysk), w sposób ciągły reguluje skład mieszanki za pomocą czujników elektronicznych znajdujących się na silniku, przez co zwiększa dynamikę i wydajność jazdy oraz ograniczenie emisji spalin,
- III. wielopunktowy wtrysk gazu, pozwala na podawanie do każdego cylindra określonej ilości mieszanki powstającej przed zaworem ssącym. Gaz do każdego zaworu ssącego doprowadzany jest oddzielnie, dawkowanie gazu do wtryskiwaczy kontroluje sterownik wyposażony w mapy wtrysku gazu,
- IV. sekwencyjny wtrysk gazu, moment otwierania wtryskiwacza i czas trwania wtrysku gazu dla każdego cylindra jest sterowany komputerowo. Dzięki zastosowaniu sekwencyjnego wtrysku gazu spełnione są najwyższe normy emisji spalin, a zużycie paliwa jest minimalne. Elementy tego układu to: zbiornik gazu, zbiornik paliwa ciekłego, dodatkowe zbiorniki gazu, rozdzielacz gazu, regulator ciśnienia, wtryskiwacz gazu, sterownik wtrysku (ECM) oraz przełącznik paliwa ciekłego/gazowego.

Podkreśla się, że w praktyce niemal każdy tłokowy silnik spalinowy projektowany na zasilanie benzyną jest gotowy do zasilania gazowego. Główna zaleta tego rozwiązania polega na tym, że w wyniku spalania gazu CNG lub oczyszczonego biogazu wytwarza się wyjątkowo mało substancji szkodliwych. Silnik zasilany tym paliwem wytwarza mało tlenków azotu i tlenków węgla, prawie pomijalną ilość cząstek stałych (pyłów) i zero węglowodorów – bez żadnych zmian konstrukcyjnych względem wersji benzynowej.

Istnieją trzy główne czynniki, które wspierają wykorzystanie biogazu jako paliwa transportowego:

- Biogaz jest paliwem odnawialnym, pochodzący z fermentacji beztlenowej odpadów organicznych lub upraw biomasy, i może przyczynić się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla z transportu;
- Biogaz jako odnawialne paliwo pomaga przenieść nas z dala od zależności od paliw kopalnych, zwłaszcza ropy naftowej, a więc jest ważne w odniesieniu do bezpieczeństwa dostaw energii;
- Emitowane do atmosfery spaliny cechują się niższym poziomem cząstek stałych i tlenków azotu w porównaniu do spalin z silników zasilanych paliwami kłasyicznymi, a więc mogą przyczynić się do poprawy jakości powietrza.

Źródła odnawialne stają się coraz częstszą i ważną alternatywą dla energetyki bazującej na paliwach kopalnych. Udział odnawialnych źródeł energii w Unii Europejskiej sięga średnio ok. 6%, co przekłada się w różnym stopniu na różne kraje. Dla przykładu w Szwecji czy Austrii udział źródeł odnawialnych stanowi ok. 25% wykorzystania zasobów, natomiast w Niemczech i Holandii wykorzystanie źródeł odnawialnych nie przekracza poziomu 2%. Strategia rozwoju energetyki odnawialnej określa, że energetyka oparta na odnawialnych źródłach będzie miała bardzo duży wpływ na całociowy bilans energetyczny.

Zakłada się, że do roku 2020 udział OZE ma wzrosnąć do 14%. Założenia Unii Europejskiej w dokumencie „Biała Księga” nakładają na kraje kandydujące na wejście mają obowiązek osiągnięcia 12% udziału odnawialnych źródeł do 2020 roku. Europejska dyrektywa w sprawie energii odnawialnej ustanawia ogólną politykę produkcji i promowania energii ze źródeł odnawialnych w UE. Wymaga, aby UE spełniła poziom co najmniej 20% całkowitych potrzeb energetycznych z odnawialnych źródeł energii do roku 2020 – który ma zostać osiągnięty poprzez osiągnięcie indywidualnych celów krajowych. Wszystkie kraje UE muszą również zapewnić, że co najmniej 10% udziału w ich paliwach transportowych pochodziło ze źródeł odnawialnych również do 2020 roku. Wdrażanie strategii rozwoju energetyki odnawialnej pozwoli głównie na zwiększenie udziału OZE w całociowym bilansie energetycznym, ale również na zmniejszenie i ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o minimum 18 mln ton rocznie.

Unia Europejska zdefiniowała zestaw kryteriów zrównoważonego rozwoju w celu zapewnienia realizacji strategii, określając stosowanie biopaliw (wykorzystywanych w transporcie) i biopłynów (używany do energii elektrycznej i ciepła) jako gwarancja oszczędności w stosunku do popularnego węgla, chroniąc zarówno bioróżnorodność. Założono, że stosowanie biopaliw i biopłynów, które spełniają określone kryteria, może otrzymać wsparcie rządowe lub zostać zaliczone na poczet krajowych celów w zakresie energii odnawialnej.

Z wszystkich OZE to właśnie biomasa stanowi największą nadzieję do wykorzystania jej jako głównego paliwa, gdzie ponad 98% energii uzyskiwanej z OZE pochodzi właśnie z biomasy.

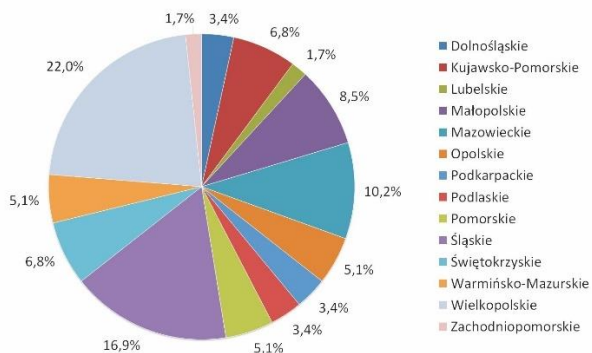
Unia Europejska definiuje biomasę jako materiały organiczne pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego, jak też wszelakie substancje uzyskane z transformacji surowców pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego. Ogólnie biomasa jest paliwem, które jest uzyskiwane

z materiałów organicznych, jako odnawialnego i trwałego źródła energii wykorzystywanej do wytwarzania energii elektrycznej.

Biomasę można podzielić w zależności na tworzące ją materiały:

- Resztki, odpady drewna w leśnictwie i przemyśle drzewnym (trociny, wycinki i zrębki zieleni miejskiej),
- Produkty odpadowe i uboczne takie jak biogaz, biopłyny, trawy, słoma, ziarno, wycieczki roślin oleistych, osad ściekowy, gnojowica:
  - w rolnictwie,
  - w przemyśle rolno-spożywczym,
  - w gospodarce komunalnej,
  - plantacje drzew, traw lub uprawy energetyczne, do których najczęściej zalicza się proso różgowate, spartina perziowa, miskant chiński, wierzba *Salix* i inne,
  - gazy pochodzące z procesów fermentacyjnych na składowiskach odpadów czy pochodzące z fermentacji metanowej odchodów, jak i wierzby hodowane z przeznaczeniem na spalanie, olej rzepakowy, alkohol czy słoma.

Biomasa jest najpopularniejszym odnawialnym źródłem paliwa do produkcji energii, ponieważ odpady będą zawsze istniały. Wstępna analiza rynku kotłów na biomasę w Polsce według szacunków Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) wykazała, że w 2013 roku użytkowanych jest ok. 90 tys. kotłów na biomasę, gdzie istnieje ok. 60 producentów urządzeń wykorzystujących ten rodzaj paliwa (rysunek 12). W Polsce zarejestrowanych jest obecnie ponad 700 składowisk odpadów z tego ok. 100 składowisk głównie odpadów komunalnych spełnia wymogi wysoko wydajnego odzysku gazów wysypiskowych. Określono, że łączna moc instalacji istniejących w Polsce wytwarzających energię z gazu wysypiskowego sięga poziomu mocy ok. 5,44 MW energii elektrycznej oraz równocześnie ok. 3,5 MW energii cieplnej. Coraz częstszym źródłem biogazu są oczyszczalnie ścieków. Wiele źródeł podaje, że od 1994 roku w Polsce zainstalowano ok. 30 biogazowni, gdzie ich całkowita moc wynosi 14,5 MW energii elektrycznej oraz 24,4 MW energii cieplnej.



Rysunek 12: Producenci kotłów na biomasę według województw. Opracowanie IEO [117]

Tabela 31: Wybrane wymagania stosowania biogazu, jako paliwa do zasilania pojazdów oraz sieci gazowych w odniesieniu do kraju [111]

| Związek   | Jedn.              | Francja    | Niemcy  | Szwecja     | Szwajcaria | Austria   | Holandia    |
|---|--------------------|------------|---|-------------|------------|-----------|-------------|
| Liczba Wobego                                   | MJ/Nm <sup>3</sup> | 42.48-46.8 | Gaz wyższej jakości (H)<br>Sieć gazowa – gaz niższej jakości (L)<br>46.1-56.5 | 48.24-56.52 | 46.1-56.5  | 47.7-56.5 | 43.46-44.41 |
| Zawartość metanu                                | Vol-%              | <2         | <6  | <6          | >50        | >96       | >80         |
| Dwutlenek węgla                                 | Vol-%              | <2         | <6  | <6          | <6         | <26       |             |
| Tlen  | Vol-%              | <3         | <3  | <3          | <0.5       | <0.56     |             |
| Wodór   | ppmV               | <100       |   |             |            |           | <0.5        |
| CO <sub>2</sub> +O <sub>2</sub> +N <sub>2</sub> | Mol%               | <6         |   |             |            |           | <12         |
| Punkt rosy wody                                 | Vol-%              | <6         | <5  | <5          | <5         | <46       |             |
| Względna wilgotność                             | °C                 | <5         | <t  | <t-5        | <t-5       | <8        | -10         |
| Związki siarki                                  | P                  | <100       | <30   | <30         | <30        | <5        | <45         |
|   | mg/nm <sup>3</sup> | <100       | <75   | <30         | <30        | <5        | <45         |
|   |                    |            |   |             | <60 %      |           |             |

### **3.3. Produkcja oczyszczonego biogazu jako źródła napędu silników spalinowych.**

Jednym z procesów produkcji biogazu jest kontrolowana fermentacja metanowa zawierająca od 50% do 60% palnego metanu. Wartość opałowa powstającego biogazu jest niższa niż tak popularnego gazu ziemnego pochodzącego z sieci gazowej, jak również sprężonego gazu CNG stosowanego jako źródła napędu pojazdów silnikowych.

Powstający w procesie fermentacji metanowej surowy biogaz zawiera, również poza głównym składnikiem, którym jest metan, niepalny dwutlenek węgla, siarkowodor, parę wodną oraz niewielkie ilości tlenu i azotu. Biogaz swoje zastosowanie najczęściej znajduje w kotłach gazowych jako główne źródło energii cieplnej do produkcji równocześnie energii elektrycznej i cieplnej. Proces ten niestety obarczony jest ubocznymi produktami, które muszą być oczyszczane z instalacji w celu ich ochrony. Instalacje te oczyszcza się głównie z siarkowodoru i pary wodnej, które odpowiedzialne są za korozję i obniżenie trwałości i żywotności urządzeń energetycznych [103].

Najkorzystniejszym ekonomicznie sposobem wykorzystania energii biogazu jest spalanie go w jednostkach kogeneracyjnych wytwarzających energię odnawialną zarówno elektryczną i ciepłą, która może zostać zagospodarowana na potrzeby technologiczne jak również grzewcze. W obliczu wszystkich korzyści produkcji biogazu, największym istniejącym problemem jest lokalizacja biogazowni, które najczęściej są budowane na terenach niezurbanizowanych, generujących dostępne ciepło. Możliwymi rozwiązaniami problemu lokalizacji może być transmisja wytwarzanego biogazu w biogazowniach sieciami gazowymi i jego energetyczne wykorzystanie w miejscach odbioru całej generowanej energii w jednostce kogeneracji. Rozwój technologii włączania biogazu do sieci gazowej poza aspektem wysokiej efektywności energetycznej, może również znacznie przyczynić się do wzrostu a głównie poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.

### **3.4. Stosowanie biogazu w silnikach spalinowych**

Stosowanie surowego biogazu, powstającego w procesie fermentacji metanowej, wiąże się z dużym ryzykiem awarii instalacji zasilającej. Jego zastosowanie w wytwarzaniu energii cieplnej w kotłach gazowych w produkcji energii cieplnej i jednocześnie elektrycznej wg określonych norm i specyfikacji w wymaga przeprowadzenia procesu oczyszczania surowego biogazu z zawartości szkodliwych substancji jak niepalny dwutlenek węgla, siarkowodor, wodę w postaci pary wodnej. W artykule pt. „Doświadczenia z eksploatacji agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazem” przedstawiono dobór oraz wyniki eksploatacji agregatu zasilanego biogazem [118]. Zgodnie z wieloma opracowaniami, aby wyprodukowany biogaz mógł zostać wykorzystany do zasilania silników spalinowych na przykład w pojazdach, powinien spełniać określone warunki przedstawione w tabeli 32.

Według szwedzkiej normy SS 15 54 38 stosowany biometan musi spełniać określone wymagania, aby mógł być stosowany jako paliwo do pojazdów spalinowych (tabela 33). Przepisy te uwzględniają odrębne standardy biogazu w podziale na: silniki bez regulacji



mieszanki paliwowo-powietrznej przy użyciu sondy lambda, czyli silników przystosowanych do pracy na ubogiej mieszance (typ A) i silników z regulacją mieszanki z wykorzystaniem sondy lambda (typ B).

Tabela 32: Specyfikacja biogazu/biometanu [119]

| Składnik         | Zawartość w biogazie % | Zawartość w biometanie % |
|------------------|------------------------|--------------------------|
| CH <sub>4</sub>  | 50 - 65                | 94 - 99                  |
| CO <sub>2</sub>  | 35 - 50                | 0,1 - 4                  |
| N <sub>2</sub>   | 4-12                   | <3                       |
| H <sub>2</sub> S | 0-3                    | <10 ppm                  |
| O <sub>2</sub>   | 0-2                    | <1                       |
| H <sub>2</sub>   | 0-1                    | Śladowe                  |
| Siloksany i inne | Śladowe                | Śladowe                  |

Dla niektórych rodzajów gazu pochodzących z różnych źródeł – biogazowni, oczyszczalni czy wysypisk skład gazu jest niestety zmienny co może zostać skompensowane przez regulowany system sterowania silnika, przy dostarczaniu układowi sterującemu niezbędnych danych jakościowych gazu jak zawartość metanu czy wartość opałowa.

Tabela 33: Szwedzkie wymagania dla biometanu jako paliwa do pojazdów – norma SS 15 54 38

| Parametr  | Jednostka         | Biogaz, typ A | Biogaz, typ B |
|---|-------------------|---------------|---------------|
| Liczba Wobbego  | MJ/m <sup>3</sup> | 44,7-46,4     | 43,9-47,3     |
| Zawartość metanu  | % obj.            | 97±1          | 97±2          |
| Punkt rosy przy najwyższym ciśnieniu przechowywania (t – najniższa średnia dzienna temperatura na przestrzeni miesiąca) | 0°C               | t-5           | t-5           |
| Maksymalna zawartość wody   | mg/m <sup>3</sup> | 32            | 32            |
| Maksymalna zawartość CO <sub>2</sub> + O <sub>2</sub> + N <sub>2</sub>  | % obj.            | 4,0           | 5,0           |
| Gdzie maksimum tlenu  | % obj.            | 1,0           | 1,0           |
| Maksymalna całkowita zawartość siarki   | mg/m <sup>3</sup> | 23            | 23            |
| Całkowita maksymalna zawartość związków azotu (wykluczając N <sub>2</sub> ) policzona jako NH <sub>3</sub>              | mg/m <sup>3</sup> | 20            | 20            |
| Maksymalny rozmiar cząstek  | µm                | 1             | 1             |

Dla układów kogeneracyjnych wymagania stosowane do biogazu są znacznie mniej restrykcyjne [120], co zostało przedstawione w tabeli 34. W tabeli 35 przedstawiono zebrane w pracy [120] warunki brzegowe do poprawnej pracy silników spalinowych w układach kogeneracyjnych.

W przeprowadzonych badaniach określono, że działanie wykrytych substancji śladowych w silniku podczas eksploatacji jest w zasadzie proporcjonalne do ich łącznej wprowadzonej ilości. Strumień gazu doprowadzany do silnika jest znacznie mniejszy w przypadku gazu o wysokiej wartości opałowej, co ma wpływ na ilość substancji śladowych wprowadzanych do silnika podczas jego eksploatacji. Te same stężenie substancji śladowych w gazie może mieć różne efekty ich oddziaływania. Porównując różne gazy należy zawsze odnosić się do ilości zawartości substancji śladowych do jednostki zawartości energii.

Tabela 34: Warunki brzegowe wymagania gazu w silnikach układów kogeneracyjnych [120]

| <b>Liczba metanowa</b>                                     | <b>&gt;80</b>          | <b>Niższe liczby metanowe możliwe po uzgodnieniu</b>   |
|--|------------------------|--|
| Wartość opałowa $H_{iN}$                                   | >5 kWh/Nm <sup>3</sup> |  |
| Ciśnienie gazu   | 25-50 mbar             |  |
| Maks. prędkość zmian ciśnienia gazu                        | 3 mbar/min             |  |
| Temperatura $T_G$ mieszanki gaz/powietrze za mieszalnikiem | 10°C<br>< $T_G$ <30°C  | Należy sprawdzić możliwość wyższych temperatur w konkretnym przypadku.   |
| Względna wartość powietrza $\phi$                          | <50%                   | W mieszalniku nie może występować kondensacja.   |
| Kondensat, sublimat  | 0                      | Brak kondensacji i sublimacji w przewodach gazu i mieszanki.   |
| Pary oleju   | <400 mg/10kWh          | W mieszalniku nie może występować kondensacja.   |
| Zawartość pyłu, filtr <5 $\mu$                             | 10 mg/10 kWh           | Jeśli nie osiąga się cyklu wymiany filtra wg planu konserwacji, użytkownik winien podjąć działania poprawiające. |
| Prędkość zmian wartość opałowej                            | 1% na 30s              |  |
| Prędkość zmian liczby metanowej                            | 10 MZ na 30s           |  |

Producenci agregatów kogeneracyjnych zdecydowali, że jako odniesienie zawartość energii jednego normalnego metra sześciennego metanu będą przyjmowali wartość wynoszącą ok. 10 kWh. W tabeli 35 (oraz w tabeli 34) podano wymagania jakościowe dla gazów stosowanych w silnikach gazowych agregatów kogeneracyjnych. Należy podkreślić, że określone warunki gwarancji tego typu układów, ściśle precyzują wartości graniczne substancji śladowych. Ich przekroczenie skutkuje utratą gwarancji.

Tabela 35: Substancje śladowe i towarzyszące [120]

|   |                                     |  |
|---|-------------------------------------|--|
| Suma krzemu jako wskaźnik eksploatacyjny SiBG | 0,02                                | Bez katalizatora   |
| wzgl. zawartość krzemu Si w gazie             | <5 mg/10 kWh                        | Przy wyższych stężeniach krzemu skonsultować się z producentem agregatu                      |
| Suma siarki                                   | <5 mg/Nm                            | Bez katalizatora   |
| Siarkowódór H <sub>2</sub> S                  | <200 ppm<br><300 mg/Nm <sup>3</sup> | Bez katalizatora. Przy wyższym stężeniu siarkowodoru skonsultować się z producentem agregatu |
| Halogeny suma Cl + 2 x F                      | <100 mg/10 kWh                      | Bez katalizatora   |
| Amoniak NH <sub>3</sub>                       | <50 ppm<br><38 mg / Nm <sup>3</sup> |  |
| Olej łącznie                                  | < 5 mg / 10 kWh                     |  |

### 3.5. Wpływ biogazu na działanie kotłów kogeneracyjnych

Z przeanalizowanych materiałów do najczęstszych rodzajów szkód w układach agregatów kogeneracyjnych można zaliczyć korozję instalacji oraz całego układu. Wpływ właściwości wytrąconego kondensatu na silnik spalinowy układu kogeneracyjnego zostały przedstawione w tabeli 36.

Tabela 36: Występowanie i skutki wpływu kondensatu na silnik agregatu kogeneracyjnego [120]

| Gaz  | Kondensat  | Skutki dla silnika  |
|--|--|---|
| <b>Biogaz, gaz z oczyszczalni i wysypisk</b> | Kwaśna woda lub emulsja z olejem ze sprężarki gazu | <ul style="list-style-type: none"><li>• Korozja → zużycie</li><li>• Zwiększenie liczby kwasowej (TAN) lub obniżenie pH oleju silnikowego</li><li>• Osady nagaru na zaworach, w rowkach i szczelinach pierścieni tłokowych</li></ul> |
| <b>Gaz drzewny</b>                           | Kwaśna woda  | <ul style="list-style-type: none"><li>• Zmywanie filmu oleju smarowego → zatarcia tłoków</li><li>• Spalanie stukowe</li><li>• Nadpalenia krawędzi</li><li>• Szkody jak przy biogazie</li></ul>                                      |

Wg opracowania [118] oraz danych firm Dietrich i Viessmann do podstawowych parametrów spalania w kotłach grzewczych oraz agregatach kogeneracyjnych jakie powinien zawierać biogaz zaliczamy:

- CO<sub>2</sub>: 32,38%,
- Metan średnio: 66,01%,
- N<sub>2</sub>: 1,17%,
- O<sub>2</sub>: 0,44%,
- Wartość opałowa: 21,8MJ/m<sup>3</sup>,
- Ciśnienie 17mbar,
- Odsiarczenie - gaz praktycznie nie powinien zawierać siarkowodoru.

### 3.6. Kotły grzewcze

Kocioł grzewczy inaczej kocioł centralnego ogrzewania – jest to urządzenie wykorzystywane do spalania paliw w celu podgrzania nośnika ciepła, którym najczęściej jest woda, cyrkulującego w obiegu centralnego ogrzewania. Do paliw spalanych w kotłach grzewczych zaliczamy:

- stałych takich jak węgiel, drewno, koks itp.,
- gazowych takich jak gaz ziemny, gaz płynny,
- olejowych jak olej opałowy.

Stosowane kotły grzewcze można podzielić na wiele grup w zależności od ich budowy, umiejscowienia, funkcjonalności, rodzaju nośnika ciepła, spalanej paliwa, temperatury

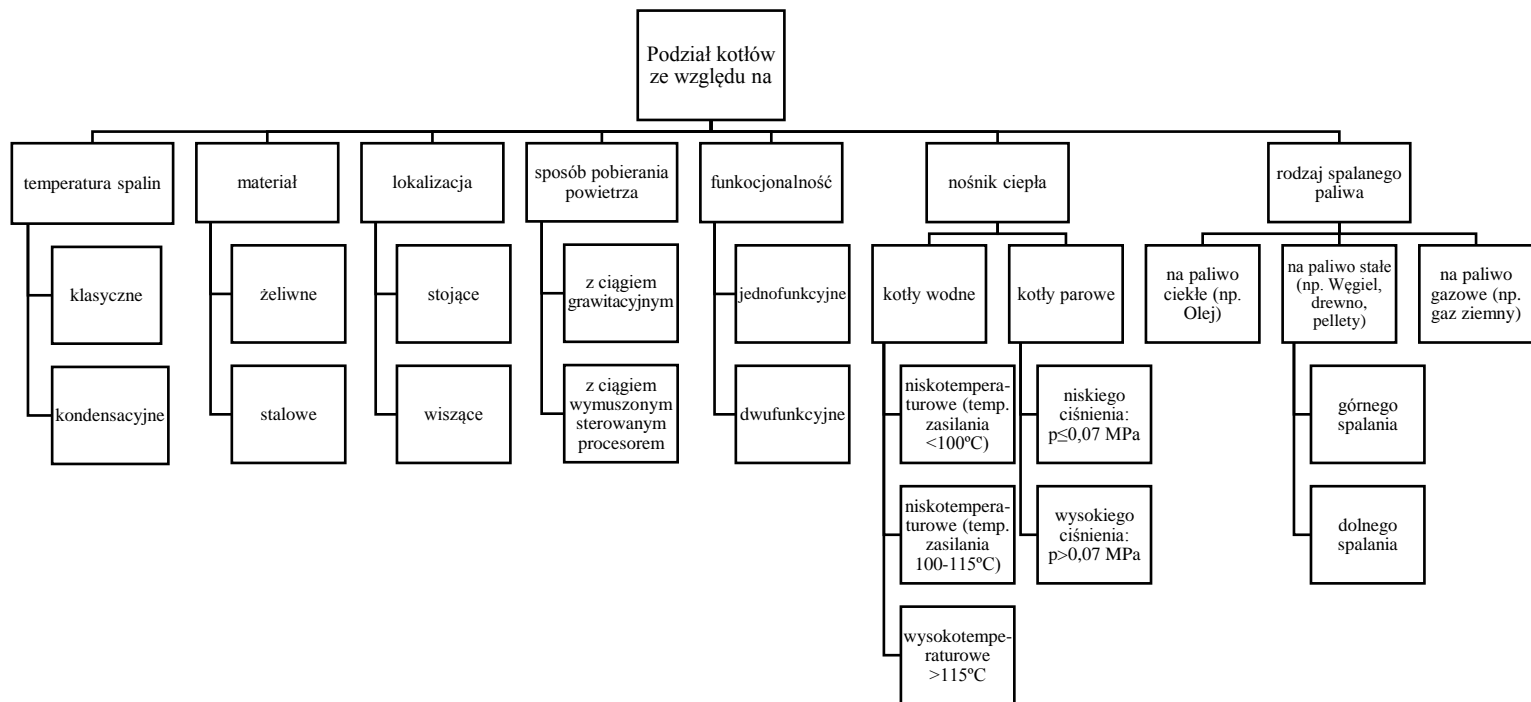
spalin oraz sposobu obiegu powietrza. Podział kotłów grzewczych przedstawiono na rysunku 13. Nowoczesne kotły wielu firm posiadają wbudowany automatyczny podajnik paliwa oraz sterowany system wymuszenia obiegu powietrza poprzez wentylator wdmuchujący powietrze do paleniska.

W odróżnieniu od tradycyjnego pieca, który wytworzone ciepło oddaje do otoczenia, kocioł oddaje ciepło do substancji przenoszącej je, a podgrzane medium jest transportowane do odbiorników takich jak grzejniki, gdzie jest wykorzystywane do ogrzewania pomieszczeń. Decyzja związana z wyborem odpowiedniego kotła grzewczego najczęściej warunkowana jest kosztami inwestycji, jest utrzymaniem oraz kosztem paliwa. Do najtańszej grupy należą kotły węglowe o braku możliwości szerszej regulacji temperatury oraz czasochłonności obsługi, wraz z zagrożeniem wygaśnięcia lub przegrzania czynnika – wody. Kotły te są najczęściej instalowane w instalacjach o dużej pojemności wodnej co charakteryzuje się niską sprawnością i wysoką ceną paliwa. Jedyną zaletą stosowania kotłów węglowych jest możliwość braku wymogu instalacji elektrycznej do zasilania i obsługi kotła. Bardziej zaawansowane kotły grzewcze są wyposażane w sterujące urządzenia elektryczne, niezbędne do ich funkcjonowania. Tego typu kotły stosowane są do instalacji o małej pojemności wodnej oraz do instalacji wykonanej z polimerów czy metali nieżelaznych, dając możliwość sterowania temperaturą wody grzewczej. Tego typu kotły to konstrukcje opalane miałem. Cechują się one możliwością utrzymania stałej temperatury wody grzewczej, jednak wymagają całkowitego wypalenia paliwa i ponownego załadunku i procesu rozpalania. Koszt zakupu tego typu kotłów jest wyższy niż tradycyjnych poprzez stosowanie systemów nadmuchowych oraz sterujących. Cechuje je wyższa sprawność i niska cena paliwa stosowanego.

Inną grupą są kotły na paliwa stałe, ciekłe i gazowe, które dają możliwość zautomatyzowania procesu załadunku poprzez zastosowanie specjalnych podajników paliwa lub podłączenie ich do instalacji zasilających. Ze względu na stosowanie paliw stałych wyróżniamy kotły na ekogroszek i kotły miałowe. Różnice tego typu kotłów są w stosowaniu rusztu schodkowego z podajnikiem tłokowym w kotłach miałowych oraz stosowanie palników retorowych z podajnikami śrubowymi w kotłach na ekogroszek. Ze względu na stosowanie palników retortowych oraz podajników śrubowych, część z producentów dopuszcza spalanie w tych kotłach miału i biopaliwa w postaci peletów.

Wyższa cena warunkowana jest poprzez stosowanie podajników mechanicznych narażonych na częste awarie wynikające z ciężkiego środowiska pracy. Jednakże niższa cena paliw stałych porównując do paliw płynnych i gazowych sprawia, że jednostkowy koszt utrzymania kotła jest dużo niższy w porównaniu do innych systemów ogrzewania.

Stosowanie tego typu kotłów w małych instalacjach w domach jednorodzinnych o niewielkiej powierzchni i dobrej termicznej izolacji obniża ilość spalanego paliwa w związku z niską potrzebą grzewczą. Gdy potrzeby grzewcze są znacznie mniejsze sugerowane jest zastosowanie konstrukcji na paliwa płynne i gazowe.



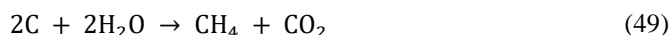
Rysunek 13: Podział kotłów ze względu na kryteria

Kotły gazowe są uważane jako najlepsze i najpopularniejsze rozwiązanie kotłów w całej tej branży grzewczej. Są najczęściej montowane w domach jednorodzinnych ze względu na swoją wysoką sprawność działania. Dodatkowy atutem jest wysoka czystość spalania w kotłach gazowych co jest szczególnie ekologiczne ze względu na niskie ilości osadów co wpływa na niskie koszty konserwacji. Kotły gazowe można instalować w dowolnych pomieszczeniach bez specjalnych wymogów, zachowując podstawowe wymagania instalacyjne. Według danych statystycznych najczęściej w domach jednorodzinnych stosuje się kotły o nominalnej mocy do 25 kW, gdzie wymagania kotłowniom opisane są w normie PN 87/B-02411 – „Kotłownie wbudowane na paliwa stałe” [121]. W Polsce przewagę w przypadku kotłów centralnego ogrzewania najczęściej stosuje się kotły na paliwa stałe, ze względu na niskie złoża paliw płynnych.

Stosowanie innych źródeł jak np. gaz płynny lub olej wymaga montowania specjalnych zbiorników co podraża inwestycję, jednak likwiduje potrzebę składowania i utylizacji popiołu.

Innym źródłem jest gaz ziemny, który oferuje możliwość podłączenia do sieci gazowej w miarę dostępności.

Technicznego doboru kotłów dokonuje się poprzez określenie bilansu potrzeb ciepłych elementów docelowo zasilanych co jest zależne od rodzaju obiektu, działania systemów centralnego ogrzewania, wentylacji oraz ciepłej wody użytkowej. Poprzez analizę zapotrzebowani na określone cele grzewcze w odpowiednim przedziale czasowym i porze roku można wyznaczyć wymagana moc kotłowni, którą opisuje zależność [121]:



$$Q_k = Q_{co} + Q_w + Q_t + Q_{cwu} \text{ [kWh]} \quad (50)$$

Gdzie [121]:

$Q_k$  - moc kotłowni,

$Q_{co}$  - zapotrzebowanie na moc cieplną na cele grzewcze,

$Q_w$  - zapotrzebowanie na moc cieplną na cele wentylacji lub klimatyzacji,

$Q_t$  - zapotrzebowanie na moc cieplną na cele technologiczne,

$Q_{cwu}$  - zapotrzebowanie na moc cieplną na cele przygotowania c.w.u.,

$Q_{co}$  - zapotrzebowanie na moc cieplną na cele ogrzewania przyjmuje się z projektu, lub określa się wg wskaźników kubaturowych.

Dodatkowo w instalacjach grzewczych stosuje się dodatkowo podgrzewacze pojemnościowe, które dobierane są w zależności o wyznaczone zapotrzebowanie na moc cieplną.

Do najczęstszej grupy kotłów grzewczych należą kotły gazowe stojące lub wiszące, gdzie urządzenia wiszące mają ograniczenia co do wartości maksymalnego natężenia przepływu. Grupa kotłów gazowych o wydajności grzewczej do 50 kW charakteryzuje się prostą obsługą poprzez stosowanie palników atmosferycznych oraz zautomatyzowanych systemów sterowania wydajnością kotła.

Przewagą stosowania kotłów gazowych są [121]:

- bezobsługowa eksploatacja,
- wysoka sprawność i jakość spalania,
- niska emisja zanieczyszczeń,
- w pełni zautomatyzowany proces działania kotła w zależności od potrzeby grzewczej,
- kontrola ilości zużycia gazu,
- szybkość załączania – uruchamiania oraz gotowości do pracy,
- możliwość instalacji w wielu miejscach (kotły stojące i wiszące, montaż np. w łazienkach).

Podsumowując, rynek kotłów gazowych dzieli się na podstawowe rozwiązania:

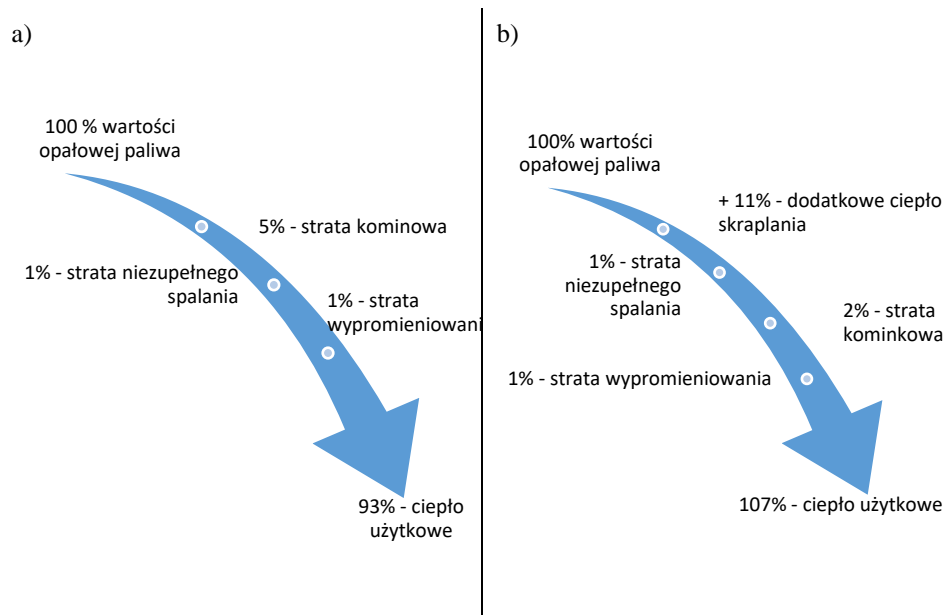
- kotły stojące,
- kotły stojące dodatkowo wyposażone w zbiornik ciepłej wody użytkowej,
- kotły wiszące,
- kotły wiszące jedno i dwufunkcyjne,
- kotły kondensacyjne.

Pod względem funkcjonalności kotły możemy podzielić na kotły jedno lub dwufunkcyjne. Jednofunkcyjne służą do zasilania centralnego ogrzewania, natomiast dwufunkcyjne poza ogrzewaniem dodatkowo do podgrzewania wody użytkowej. Najwięcej wad mają kotły dwufunkcyjne. Do nich należą małe zakres regulacji wydatku c.w.u. co w przypadku mieszkań wielorodzinnych skutkuje niską ilością ciepłej wody użytkowej.

Spośród wielu urządzeń można wyróżnić kotły gazowe kondensacyjne i niekondensacyjne. Najbardziej korzystnym rozwiązaniem pod względem kosztów użytkowania i sprawności są kotły kondensacyjne, które odzyskują część ciepła ze spalin poprzez wymiennik ciepła. Niestety rozwiązania te są dużo droższe od standardowych kotłów, niemniej jednak bardziej bezpieczniejsze, gdzie jedynym odpadem jest woda skraplana, która musi być odprowadzana do kanalizacji.

W przypadku analizy kosztów użytkowania kotłów gazowych, w pracy [121] porównano koszty ogrzewania budynku jednorodzinnego zasilanego gazem z sieci gazowniczej z kosztem ogrzewania budynku kotłem z mechanicznym podawaniem paliwa opalonym eko-groszkiem. Koszty eksploatacji wyszły na bardzo podobnym poziomie. Rozwiązania te niestety mają również wady, gdzie w przypadku kotłów gazowych jest brak dostępności w wielu miejscach do instalacji gazowej, wiążący się z przymusem instalacji zbiorników gazowych, natomiast w kotłach mechanicznych wymóg ciągłego zasilania podajnika w paliwo.

W przypadku zastosowania kotłów kondensacyjnych, porównując kocioł tradycyjny do kotła kondensacyjnego należy zwrócić uwagę na obliczaną sprawność kotła.



Rysunek 14: Porównanie obliczeń sprawności kotła tradycyjnego (a) i kondensacyjnego (b) [122]

Sprawność ta wylicza się jako stosunek ilości ciepła przekazanego wodzie do ilości ciepła wytwarzanego w procesie spalania [122], które wartość szacuje się na poziomie około 11% całego wytworzonego ciepła. Wartość ta warunkowana jest odzyskiem ciepła z pary wodnej, która unoszona jest wraz z spalinami, poprzez specjalny wymiennik. Wartość dodatkowych 11% sprawności pozwala na uzyskanie całkowitej sprawności kotła przekraczającej wartość 100%. Porównanie obliczeń sprawności wybranych kotłów przedstawiono na rysunku 14.

Ze względu na wymogi bezpieczeństwa oraz przepisy Unii Europejskiej alternatywą do droższych kotłów kondensacyjnych są kotły z zamkniętą komorą spalania.

Zgodnie z Dyrektywą Unijną ErP od 26 września 2015 roku w krajach należących do Europejskiego Obszaru Gospodarczego, produkty związane z energią, które mają bezpośredni wpływ na zużycie energii podczas ich użytkowania są uwarunkowane ograniczeniami emisyjnymi. Dyrektywa zakłada wycofanie ze sprzedaży kotłów z otwartą komorą spalania oraz brak wprowadzania na rynek kotłów niekondensacyjnych o mocy grzewczej poniżej 400kW. Wyjątkiem jest stosowanie: „kotłów wyszczególnionych w tzw. grupie B11, czyli – urządzenia z przerywaczem ciągu z palnikiem atmosferycznym, odprowadzające spaliny do kanału spalinowego” [123].



### 3.7. Porównanie kotłów centralnego ogrzewania

Użytkowanie domów jedno i wielorodzinnych wiąże się z wieloma kosztami utrzymania. Do jednych z kluczowych kosztów należą koszty ogrzewania, które stanowią nawet 80% kosztów eksploatacji domu [121]. Porównując stosowanie różnych kotłów grzewczych należy porównać ich sprawność. Tabela 37 przedstawia charakterystyczne wielkości dotyczące sprawności wytwarzania ciepła pod względem stosowania danego rodzaju kotła grzewczego centralnego ogrzewania.

Tabela 37: Porównanie sprawności wybranych kotłów c.o. [121]

| Rodzaj kotła C.O.  | Sprawność |
|--|-----------|
| Kotły na biomase (słoma) wrzutowe z obsługa ręczną o mocy do 100 kW  | 0,63      |
| Kotły węglowe wyprodukowane w latach 1980-2000   | 0,75      |
| Kotły węglowe wyprodukowane po 2000  | 0,82      |
| Piece olejowe, płaszczowe  | 0,84      |
| Kotły na paliwo gazowe lub płynne z otwartą komorą spalania (palnikami atmosferycznymi) i dwustawną regulacją procesu spalania | 0,86      |
| Kotły niskotemperaturowe na paliwo gazowe lub płynne z zamkniętą komorą spalania i palnikami modułowanymi                      | 0,91      |
| Kotły gazowe kondensacyjne   | 0,97      |
| Elektryczne grzejniki bezpośrednio: konwektorowe, płaszczyznowe  | 1         |

Można zauważyć, że największą sprawność uzyskują kotły gazowe kondensacyjne na poziomie ok. 0,97, gdzie ekologiczne kotły na biomasę uzyskują sprawność rzędu tylko 0,63.

Wybór rodzaju ogrzewania związanego z wyborem paliwa wiąże się z wieloma zaletami i wadami, które zostały wcześniej opisane. Jednakże można w zależności od wysokości możliwości finansowych inwestora uwzględnić szereg czynników takich jak [121]:

- cena nośnika energii, kalkulacja inwestycji, ze względu na zmiany cen paliw, które zmieniają się dynamicznie, nie da się określić przewagi danego rozwiązania. Dużą popularnością dalej cieszą się tradycyjne kotły na eko - groszek lub miałowe, które są łatwe i proste w obsłudze,
- wielkości i gabarytu urządzenia oraz jakości wykonania. Większa inwestycja pozwala na zakup urządzeń o wysokiej jakości i estetyce wykonania co pozwala na umieszczenie ich w pomieszczeniach takich jak kuchnia i łazienka. Rynek dostarcza wiele urządzeń spełniających różne kryteria estetyczne i jakościowe.

Wpływ polityki zrównoważonego rozwoju, oraz dążenia do wykorzystania coraz to większej ilości OZE, mają duży wpływ na wymianę starych rozwiązań na nowe.

### 3.8. Wysoka sprawność grzewcza - technika kondensacyjna

Technika kondensacyjna pozwala na maksymalne wykorzystanie energii zawartej w paliwie poprzez uzyskanie sprawności na poziomie powyżej 100%. W porównaniu do rozwiązań tradycyjnych nawet przy zastosowaniu komory zamkniętej, duża ilość energii ulatnia się wraz ze spalinami. W przypadku kotłów kondensacyjnych energia ta jest odzyskiwana poprzez kondensację pary wodnej zawartej w spalinach tylko wówczas, gdy temperatura pary wodnej zawartej w spalinach obniży się poniżej temperatury punktu rosy. Technikę kondensacyjną możemy również zastosować w tradycyjnych kotłach, poprzez instalację dodatkowych wymienników ciepła (rekuperatorów), które schładzają wydostające się spaliny poniżej wartości temperatury punktu rosy, co wiąże się z podniesieniem efektywności procesu wykorzystania energii zawartej w danym paliwie [124].

Dla porównania sprawności kotła konwencjonalnego z kotłem kondensacyjnym, należy sprawność kotłów grzewczych w Europie odnieść do wartości opałowej paliwa ( $H_i$ ). Wartość opałowa paliwa stanowi część możliwej energii do wykorzystania w procesie spalania, gdyż nie uwzględnia energii cieplnej zawartej w parze wodnej będącej składnikiem spalin. Korzystając z ciepła zawartego w parze wodnej w spalinach, którą należy doprowadzić do skroplenia w wyniku obniżenia temperatury spalin poniżej temperatury punktu rosy, możemy zwiększyć ogólną efektywność energii zawartej w paliwie.

W przedstawiono przykładowe wartości paliwa oraz stosunek wartości ciepła spalania do wartości opałowej paliwa. Wskaźnik ten obrazuje, jakie są graniczne możliwości zwiększenia sprawności kotłów właśnie z wykorzystaniem techniki kondensacyjnej. W przypadku gazu ziemnego maksymalna wartość sprawności kotła grzewczego w wyniku wykorzystania techniki kondensacyjnej wynosi 11%, co w przypadku paliwa w postaci gazu płynnego wynosi 9%, natomiast w przypadku oleju opałowego 6% [124].

Tabela 38: Przykładowe właściwości paliw [124]

| Rodzaj paliwa                          | Wartość opałowa $H$ | Ciepło spalania $H_s$ | $H_s/H$ |
|--|---------------------|-----------------------|---------|
| Gaz ziemny GZ-35, [MJ/m <sup>3</sup> ] | 25,8                | 28,7                  | 1,11    |
| Gaz ziemny GZ-50, [MJ/m <sup>3</sup> ] | 35,9                | 39,8                  | 1,11    |
| Propan, [MJ/kg]                        | 93,2                | 101,2                 | 1,09    |
| Olej El, [MJ/kg]                       | 42,7                | 45,3                  | 1,06    |

Należy jednak podkreślić, że wykorzystanie techniki kondensacyjnej w kotłach grzewczych jest również związane z następującymi problemami [124]:

- temperatura spalin wychodzących z kotła kondensacyjnego jest tak niska, że nie jest możliwe uzyskanie odpowiedniego ciągu kominowego. Koniecznym jest w tym przypadku stosowanie dodatkowych wentylatorów spalin lub odpowiednich dmuchaw powietrza,
- ze względu na wysoką kwasowość skroplin wydostających się z kotła, wymagane jest zastosowanie a droższych materiałów kwasoodpornych do budowy instalacji w kotle, a czasami nawet konieczność neutralizacji skroplin w odprowadzaniu ich do systemów kanalizacyjnych. W Niemczech dla kotłów grzewczych o mocy nieprzekraczającej 25 kW nie jest wymagana neutralizacja ścieków.

### 3.9. Zasilanie w ciepło i energię elektryczną obiektów rozproszonych

Zasilanie w ciepło oraz energię elektryczną obiektów rozproszonych wymaga rozbudowy całego systemu o takie elementy jak sieć przesyłową oraz odpowiednie i dobrane odbiorniki ciepła, jak np. węzły cieplne w poszczególnych obiektach.

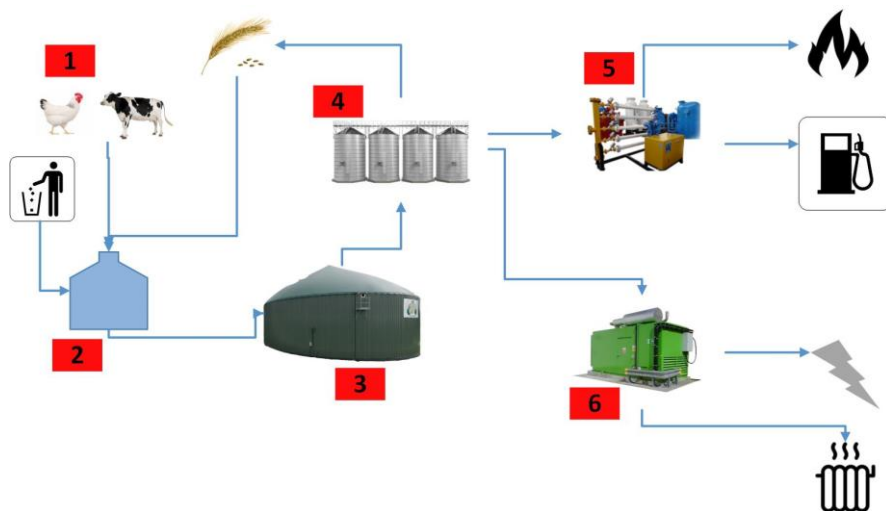
Istnieje wiele możliwości rozbudowy tego typu systemów. Wiele firm zajmujących się produkcją systemów grzewczych jak Viessmann, De Dietrich czy Vailant proponują rozwiązania opierające się na scentralizowanej kotłowni - ciepłowni, poprzez sieci przesyłowe, a skończywszy na odbiornikach w postaci grzejników pomieszczeń ogrzewanych.

W tym przypadku obiekty rozproszone wymagają poza zapewnieniem wysokiej sprawności przesyłu ciepła i energii elektrycznej wraz z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw, również zastosowaniem źródła ciepła o bardzo dużej mocy.

W tym przypadku stosowane są układy zwielokrotnione korzystające z różnych źródeł ciepła jak np. kotły gazowe z kotłem olejowym czy agregatem kogeneracyjnym.

Przykładem jest firma Viessmann, która konsekwentnie rozwija program produkcji przeznaczony dla dużych odbiorców ciepła, gdzie istnieje potrzeba zasilania w ciepło i energię elektryczną i ich wytwarzanie w oparciu o zróżnicowane nośniki energii i paliwa.

Na rysunku 15 przedstawiono możliwość skojarzenia i rozwoju różnych technik grzewczych a w szczególności kogeneracji, poprzez łączenie wytwarzania biogazu i wykorzystania biomasy do produkcji skojarzonej ciepła i energii elektrycznej [125].



Rysunek 15: Wytwarzanie ciepła oraz energii elektrycznej z biomasy [125].

Wytwarzanie ciepła oraz energii elektrycznej jest możliwe zarówno z wykorzystaniem agregatów kogeneracyjnych, jak i kotłów na biomasę Kõb oraz Mawera. Źródłem biogazu dla agregatów kogeneracyjnych, jak też dla kotłów gazowych, może być biogazownia. Technologie jakie oferuje firma Viessmann bazują zarówno na suchej, jak i mokrej fermentacji, w zależności od specyfiki dostępnych substratów [126].

### **3.10. Identyfikacja wymaganych parametrów biogazu lub gazu ziemnego w najczęściej stosowanych kotłach gazowych i silnikach agregatów kogeneracyjnych**

Biorąc pod uwagę traktowanie biogazu jako materiału eksploatacyjnego jego fizykochemiczne właściwości mogą być bardzo zróżnicowane. Silniki, w agregacie kogeneracyjnym ze względu na konstrukcję lub sposób pracy, można eksploatować tylko w określonym zakresie parametrów paliwa i są czasem bardzo wrażliwe na ich zmiany.

Obowiązkiem użytkownika systemów kogeneracyjnych spalających biogaz jest regularne sprawdzanie jakości gazu pod względem wartości opałowej, liczby metanowej i zawartości substancji szkodliwych [127]. Przy stwierdzeniu przekroczenia wartości granicznych należy silnik zatrzymać i skontaktować się z producentem agregatu kogeneracyjnego. W wypadku kontynuowania pracy agregatu z przekroczonymi wartościami granicznymi, udzielona gwarancja wygasa [127]. Producent agregatu kogeneracyjnego nie przejmuje ponadto żadnej gwarancji za usterki i/lub uszkodzenia (korozja, zanieczyszczenia, zużycie itp.) spowodowane gazami lub substancjami, nieznanymi lub niezgodzonymi przy zawieraniu umowy [127]. Analizując główne składniki gazu należy zaznaczyć, że przy niektórych rodzajach gazu pochodzących z biogazowni, z oczyszczalni czy wysypisk, ich skład zazwyczaj znacznie się zmienia. Przy regulowanej pracy silnika (pod obciążeniem) system sterowania silnika jest w stanie te wahania w znacznym stopniu skompensować. Aby zapewnić dobre zdolności rozruchowe silnika należy konieczne dostarczyć układowi sterowania niezbędnych informacji o aktualnej jakości gazu takich jak zawartość metanu czy wartość opałowa [127]. W rozdziale 3.4 opisano parametry – warunki brzegowe biogazu dla silników spalinowych kotłów kogeneracyjnych. W nowoczesnych kotłach kondensacyjnych zostały zastosowane już specjalne układy kontrolujące i regulujące spalanie (np. Wykorzystując system firmy Viessmann - Lambda-Pro-Control). Układy są już w pełni przystosowane do spalania gazu ziemnego, który może być mieszany z biogazem. O efektywne wykorzystanie potencjału biogazu powstającego w biogazowni, może dbać np. agregat kogeneracyjny firmy Viessmann - Vitobloc o mocy elektrycznej 190 kWe oraz cieplnej 238 kWt [127]. W tabeli 39 przedstawiono parametry najpopularniejszego modułu kogeneracyjnego Vitobloc 200 firmy Viessmann. Miniblok elektrociepłowniczy (agregat kogeneracyjny) np. Vitobloc 200 EM-50/81 jest we współpracy z kotłem grzewczym (tzw. szczytowym) przeznaczony do zasilania obiektów posiadających 80-110 mieszkań, średniej wielkości hoteli, pensjonatów, obiektów przemysłowych, rekreacyjnych, itd.. Ze sprawnością ogólną 90,3%, Vitobloc 200 EM-50/81 pracuje w sposób szczególnie efektywny, mogąc być stosowanym zarówno w obiektach nowych, jak i modernizowanych.

Energię zawartą w biogazie można w module kogeneracyjnym z silnikiem gazowym przemienić w ok. 30% w prąd i 60% w ciepło użyteczne. Powstające ciepło odpadowe pracy silnika jest wykorzystywane jako ciepło grzewcze wzgl. częściowo wykorzystywane do podgrzewania fermentorów.

Tabela 39: Moduły kogeneracyjne z silnikiem na gaz ziemny z możliwością stosowania biogazu [123]

| Elektrociepłownie blokowe<br>Witobloc 200 -moduły | Liczba<br>cylindrów | Moc <sup>A</sup> [kW] | Wsad paliwa [kW]<br>DIN ISO 3046 ± 5 % | Typ   |
|---|---------------------|-----------------------|--|---|
|   |                     |                       |  |   |
| EM-5/13   | R4                  | 5,5                   | 20,2                                   | Lambda = I <sup>D</sup>   |
| EM-20/39  | R4                  | 20                    | 62                                     | Lambda = I <sup>F</sup>   |
| EM-50/81  | R4                  | 50                    | 145                                    | Lambda = I <sup>F</sup>   |
| EM-70/115   | R6                  | 70                    | 204                                    | Lambda = I <sup>F</sup>   |
| EM-140/207  | R6                  | 140                   | 384                                    | Lambda = I <sup>F</sup>   |
| EM-199/263  | R6                  | 199                   | 538                                    | Silnik z turbodoładowaniem, z chłod-  |
| EM-199/293  | R6                  | 199                   | 553                                    | nicą powietrza doładowania <sup>E</sup>   |
| EM-238/363  | V12                 | 238                   | 667                                    | Lambda = I <sup>F</sup>   |
| EM-363/498  | V12                 | 363                   | 960                                    | Silnik z turbodoładowaniem, z chłod-<br>nicą powietrza doładowania <sup>F</sup> |

<sup>A</sup> Dane dotyczące mocy zgodnie z normą DIN ISO 3046 część I

(ciśnienie powietrza 1000 mbar, temperatura 25°C, wilgotność 30%, cos φ = 1)

<sup>B</sup> Moc elektryczna na zaciskach generator przy cos φ = 1, nie przeciążalna.

<sup>C</sup> Użyteczna moc cieplna z wody chłodzącej, oleju silnikowego i spalin przy schładzaniu do 120°C (gaz ziemny) wzgl. 150°C (biogaz).

<sup>D</sup> Silnik z katalizatorem trójdrożnym, pracujący z nadmiarem powietrza Lambda = 1.

<sup>E</sup> Silnik pracujący na mieszance ubogiej z turbodoładowaniem i zewnętrzną chłodnicą mieszanki

<sup>F</sup> Silnik pracujący na mieszance ubogiej z turbodoładowaniem i wewnętrzną chłodnicą mieszanki

Wyprodukowany prąd używany jest w gospodarstwach domowych i zakładach przemysłowych, a nadwyżki prądu oddawane są do publicznej sieci energetycznej, za co przysługuje na przykład w Niemczech wynagrodzenie wg ustawy o energiach odnawialnych (EEG) [127]. Biogaz przy średniej wartości opałowej 6,5 kWh/Nm<sup>3</sup> jeden Nm<sup>3</sup> biogazu odpowiada zawartości energii 0,6 litra oleju opałowego wzgl. 0,65 Nm<sup>3</sup> gazu ziemnego i dzięki temu stanowi wysokowartościowe energetycznie paliwo.

W przypadku Polskiej Normy PN-EN 04753:2011 wymagania dot. gazu ziemnego dostarczane odbiorcom z sieci dystrybucyjnej przedstawia tabela 40. Natomiast w przypadku stosowania gazu (przede wszystkim w kotłach grzewczych) wg Rozporządzenia Ministra Gospodarki [130] wymagania jakościowe dla sprężonego gazu ziemnego (CNG) przedstawia tabela 41.

*Tabela 40: Wymagania dot. gazu ziemnego dostarczane odbiorcom z sieci dystrybucyjnej ([128])*

| Wielkość charakteryzująca jakość gazu  | Jednostka   | Wymagane wartości |
|--|---|-------------------|
|  |   | Grupa E           |
| <b>Górna liczba Wobbego</b>  | MJ/m <sup>3</sup>   |                   |
| - wartość nominalna  |   | 53,5              |
| - dopuszczalny zakres zmienności   |   | 45,0÷56,9         |
| <b>Ciepło spalania nie mniejsze niż</b>  | MJ/m <sup>3</sup>   | 34,0              |
| <b>Wartość opałowa nie mniejsza niż</b>  | MJ/m <sup>3</sup>   | 31,0              |
| <b>Ciśnienie przed urządzeniami gazowymi:</b>  | kPa   |                   |
| - wartość nominalna  |   | 2,0               |
| - dopuszczalne wahania   |   | +0,5 -0,4         |
| <b>Ciśnienie na kurku głównym</b>  | Wartość nominalna i dopuszczalne wahania – jak w projekcie instalacji |                   |
| <b>Intensywność zapachu – zapach wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu w powietrzu osiągnie wartość</b> | % (V/V)   | 1,0               |
| <b>Zawartość siarkowodoru nie większa niż</b>  | mg/m <sup>3</sup>   | 7,0               |
| <b>Zawartość siarki merkaptanowej nie większa niż</b>  | mg/m <sup>3</sup>   | 16,0              |
| <b>Zawartość siarki całkowitej nie większa niż</b>   | mg/m <sup>3</sup>   | 40,0              |
| <b>Zawartość par rtęci nie większa niż</b>   | μg/m <sup>3</sup>   | 30,0              |
| <b>Zawartość tlenu nie większa niż</b>   | % (mol/mol)   | 0,2               |
| <b>Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 5 μm nie większa niż</b>                               | mg/m <sup>3</sup>   | 1,0               |

Przy wykorzystaniu energetycznym w silnikach gazowych, ze względu na korozyjne właściwości siarkowodoru i powodowane przez to zakwaszenie oleju silnikowego, należy przewidzieć zewnętrzne lub zintegrowane z procesem odsiarczanie biogazu, aby pewnie zejść poniżej wartości granicznej. Nieoczyszczony biogaz zawiera ok. 0,1 do 10 g/m<sup>3</sup> siarkowodoru, zależnie od substratu wyjściowego. Biogaz można odsiarczyć np. przez doprowadzenie tlenu i następnie osuszenie nasyconego parą wodną gazu. Następnie biogaz przepuszcza się przez masę zawierającą żelazo, wiążącą chemicznie siarkowodor.

Tabela 41: Wymagania jakościowe dla sprężonego gazu ziemnego (CNG) [130]

| Właściwość  | Jednostki         | Zakresy   |                 |
|---|-------------------|---|-----------------|
|   |                   | Minimum   | Maksimum        |
| Zawartość siarkowodoru <sup>A</sup>                 | mg/m <sup>3</sup> | -   | 7,0             |
| Zawartość siarki całkowitej <sup>6</sup>            | mg/m <sup>3</sup> | -   | 40,0            |
| Zawartość par rtęci <sup>6</sup>                    | µg/m <sup>3</sup> | -   | 30,0            |
| Intensywność zapachu <sup>6,11</sup>                |                   | Zapach wyraźnie wyczuwalny, gdy stężenie gazu w powietrzu osiągnie wartość: |                 |
|   | % V/V             | a) 1,5 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 25 – 35                   |                 |
|   | % V/V             | b) 1,5 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 41,5 - 50                 |                 |
| Ciepło spalania <sup>6,7</sup>                      | MJ/m <sup>3</sup> | a) 18 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 25 <sup>B</sup>            | -               |
|   | MJ/m <sup>3</sup> | b) 22 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 30 <sup>C</sup>            | -               |
|   | MJ/m <sup>3</sup> | c) 26 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 35 <sup>D</sup>            | -               |
|   | MJ/m <sup>3</sup> | d) 30 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 41,5 <sup>E</sup>          | -               |
|   | MJ/m <sup>3</sup> | e) 34 – dla nominalnej liczby Wobbego wynoszącej 50 <sup>F</sup>            | -               |
| Zawartość wody                                      | mg/m <sup>3</sup> | -   | 30 <sup>G</sup> |
| Zawartość wyższych węglowodorów <sup>H</sup>        |                   |   |                 |
| - propan  | %                 | -   | 5,8             |
| - butan   | %                 | -   | 1,8             |
| Zawartość pyłu o średnicy cząstek większej niż 5 µm | mg/m <sup>3</sup> | -   | 1               |
| Zawartość tlenu                                     | %<br>(mol/mol)    | -   | 0,2             |

<sup>A</sup> Warunki odniesienia dla objętości: temperatura 273,15 K (0°C); ciśnienie – 101,325 kPa

<sup>B</sup> Dopuszczalny zakres zmienności wynosi 23,0 – 27,0

<sup>C</sup> Dopuszczalny zakres zmienności wynosi 27,0 – 32,5

<sup>D</sup> Dopuszczalny zakres zmienności wynosi 32,5 – 37,5

<sup>E</sup> Dopuszczalny zakres zmienności wynosi 37,5 – 45,0

<sup>F</sup> Dopuszczalny zakres zmienności wynosi 45,0 – 54,0

<sup>G</sup> Przy ciśnieniu 20 MPa i temperaturze -20°C

<sup>H</sup> Wartości określone dla temperatury -30°C

Ze względu na brak potwierdzonych informacji oraz badań nt. badania wpływu biogazu na kotły gazowe, co do wymagań jakościowych biogazu adekwatnie można odnieść się do wymagań jakościowych odnośnie sprężonego gazu ziemnego CNG. Odnosząc się do polskiej normy PN-C-04753: 2011 określającej wymagania dotyczące jakości gazu ziemnego dostarczanym odbiorcom z sieci dystrybucyjnej, wg normy jakość gazu powinna być taka, aby [128]:

- Urządzenia spalające gaz pracowały prawidłowo w wyniku zapewnienia odpowiedniej liczby Wobbego i ciśnienia przed odbiornikiem gazu,

- Spaliny nie zawierały pochodzących z gazu zanieczyszczeń w postaci związków siarki i par rtęci w ilościach zagrażających zdrowiu użytkownika oraz czystości atmosfery,
- Nawonienie gazu umożliwiło wykrycie niekontrolowanych wpływów gazu z sieci dystrybucyjnej, instalacji i urządzeń gazowych,
- Najpełniejszą specyfikację jakości gazu zawierają Normy: PN-C-04752:2011 „Gaz ziemny – Jakość gazu w sieci przesyłowej” i PN-C-04753:2011 „Gaz ziemny – Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej” [129]. Wymagania te mogą odnoszone być również do wymagań biogazu.

### 3.11. Zastosowanie modułu kogeneracyjnego

Z pośród wielu wymagań stawianych urządzeniom grzewczym wymagania dla gazu do zasilania silników (agregatów kogeneracyjnych) można podzielić na wymagania odnośnie:

- właściwości energetycznych i fizycznych,
- zanieczyszczeń (substancje śladowe i towarzyszące).

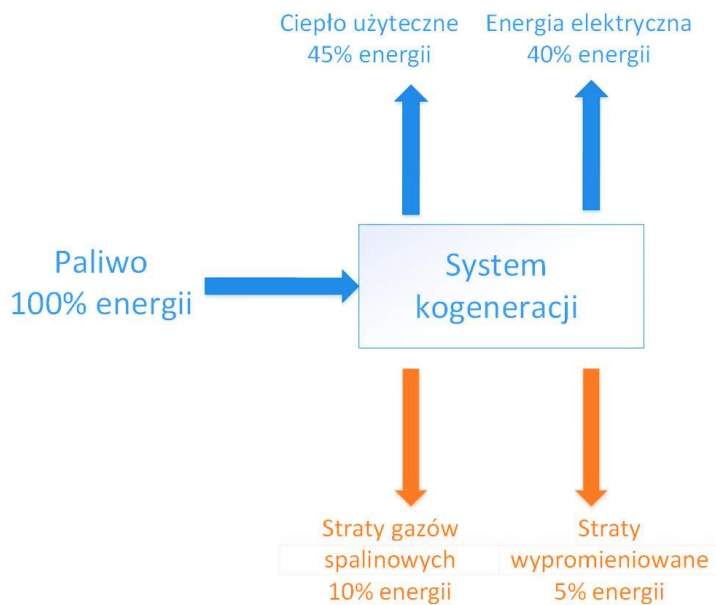
Warunki te zdefiniowane są w specyfikacji materiałów eksploatacyjnych i obejmują kryteria takie, jak liczba metanowa, wartość opałowa, ciśnienie gazu, maksymalna prędkość zmian ciśnienia gazu, temperatura mieszanki gazowo-powietrznej za mieszaczem, względna wilgotność gazu, kondensat i sublimat, pary oleju, zawartość pyłu, prędkość zmian wartości opałowej, prędkość zmian liczby metanowej oraz zawartość krzemu, siarki, siarkowodoru, węglowodorów chlorowanych i fluorowanych, amoniaku i całkowita zawartość oleju.

Ekonomiczna eksploatacja modułu kogeneracyjnego na biogaz wymaga jego pracy z pełnym obciążeniem przez tysiące godzin w roku. Konieczna jest do tego codziennie określona ilość gazu o odpowiedniej jakości [127].

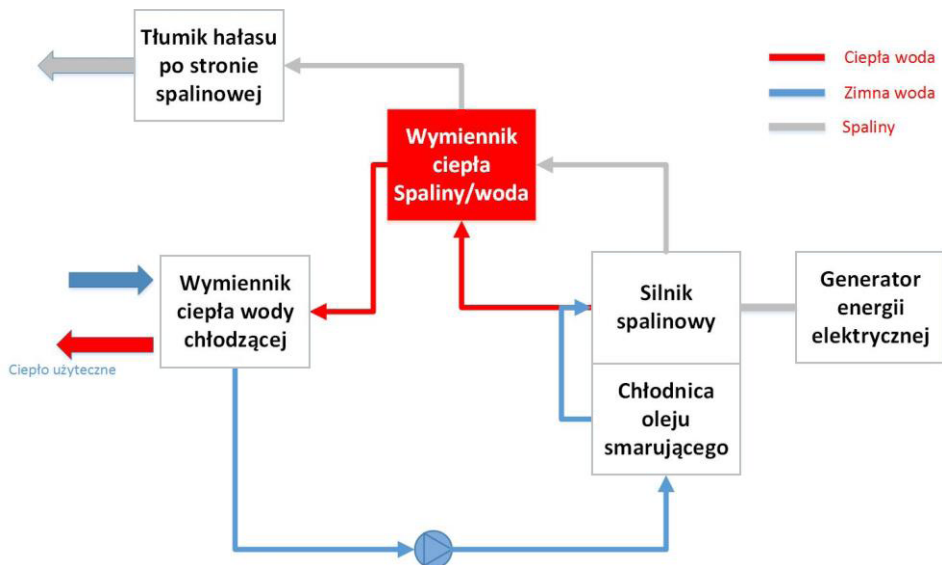
Identyfikację parametrów wymaganych paramentów biogazu dokonano na podstawie przeglądu następujących źródeł branżowych: [126].

Kogeneracja to proces, w którym energia zawarta w paliwie zamieniana jest w jednym procesie technologicznym w energię elektryczną i ciepłą. Główną jej zaletą jest to, że sprawność ogólna przemiany energii w procesie skojarzonym jest dużo wyższa niż przy rozdzielonym wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej. Sprawność ogólna procesu skojarzonego przekracza 85%, zaś procesów rozdzielonych łącznie 57% (rysunek 16, 17) [120], [127]. Producenci agregatów kogeneracyjnych wybrali jako odniesienie zawartość energii jednego normalnego metra sześciennego metanu wynoszącą w zaokrągleniu 10 kWh. Działanie substancji śladowych jest w zasadzie proporcjonalne do ich łącznej ilości, wprowadzonej do silnika w trakcie eksploatacji. W przypadku gazu o wysokiej wartości opałowej, strumień gazu doprowadzany do silnika jest mniejszy niż w przypadku gazu o niskiej wartości opałowej. Wskutek tego ilość substancji śladowych, wprowadzanych do silnika jest w obu przypadkach różna. Tym samym różne są efekty ich oddziaływania, przy tym samym stężeniu ich w gazie. Dla porównania różnych gazów należy więc odnieść wartości zawartości substancji śladowych do jednostki zawartości energii [132].





Rysunek 16: Schemat sprawności systemu kogeneracyjnego [120]



Rysunek 17: Schemat funkcjonowania agregatu kogeneracyjnego [131]

W tabeli 35 podano wymagania jakościowe dla gazów stosowanych w silnikach gazowych agregatów kogeneracyjnych. Nie wolno przekroczyć w żadnym wypadku wartości granicznych, ponieważ prowadzi to do natychmiastowej utraty wszelkich praw gwarancyjnych [127].

Niedostatecznie osuszony gaz powoduje zakłócenia, najpierw z reguły poza samym silnikiem: w armaturze, osprzęcie i rurociągach. Zakłócenia takie należy potraktować jako poważny symptom, ostrzegający o możliwych wcześniej lub później zakłóceniach w silniku. Odparowane substancje towarzyszące gazowi z reguły nie szkodzą silnikowi. Nie dotyczy to jednak oczywiście szkodliwych składników gazu, jak związki halogenów, siarki itp. [120].

Bardzo ważnym dla kotła jest sprawdzenie kondensatu w biogazie. Ważne jest, aby kondensat ten był możliwie wolny od związków kwasotwórczych. Celem sprawdzenia należy badać wartość pH wodnego wyciągu, gromadzącego się w odwadniaczach. Im większa kwasowość, tym większe szkodliwe działanie tych prawie niewykrywalnych ilości kondensatu, dostających się do silnika wraz z gazem (tabela 42).

*Tabela 42: Właściwości kondensatu i skutki dla silnika spalinowego [127]*

| <b>Gaz</b>                                 | <b>Kondensat</b>                                   | <b>Skutki dla silnika</b>   |
|--|--|---|
| <b>Biogaz, gaz oczyszczalni i wysypisk</b> | Kwaśna woda lub emulsja z olejem ze sprężarki gazu | Korozja → zużycie<br>Zwiększenie liczby kwasowej (TAN) lub obniżenie pH oleju silnikowego<br>Osady nagaru na zaworach, w rowkach i szczelinach pierścieni tłokowych |

Możliwościami usuwania kondensatu są:

- wytrącanie pary wodnej przez schłodzenie i/lub rozprężenie,
- oddzielanie mechaniczne (np. cyklon lub filtr odwadniający) i odprowadzenie kondensatu.

### **Związki krzemu i siarki w biogazie wykorzystywanym w silnikach gazowych**

Energetyczne wykorzystanie gazu z oczyszczalni i składowisk w silnikach gazowych jest poważnie utrudnione, jeśli w gazie zawarte są organiczne związki krzemu i siarki.

#### **Krzem i związki krzemu**

Przy spalaniu w silniku takie gazowe związki przekształcają się w tlenki krzemu, gromadzące się jako stały, twardy osad na zaworach i tłokach. Ze względu na własności ściernie tych tlenków i osadów silnie przyspieszają one zużycie silnika i powodują ich uszkodzenia.

W fazie projektu producent modułu kogeneracyjnego może na podstawie odpowiedniej analizy oszacować oczekiwany wskaźnik eksploatacyjny siarki. Zależnie od tej wartości może zaproponować umowę serwisową lub działania polepszające jakość gazu. W trakcie eksploatacji warunkiem ważności umownego planu konserwacji jest dotrzymanie warto-

ści granicznych z analizy oleju. Przy podwyższonej zawartości krzemu w oleju silnikowym należy sprawdzić także zawartości innych pierwiastków powodujących zużycie: żelaza, chromu i glinu.

Innymi związkami mającymi szkodliwy wpływ są organiczne związki krzemu, gdzie zaliczamy do nich siloksany, silany i silanole. Siloksany stosuje się coraz szerzej w kosmetykach, środkach czyszczących i jako środek przeciwpieniący; inne substancje przechodzą do gazu napędowego jako produkty rozkładu siloksanów. Substancje te są palne, bardzo lotne i ulatniają się z systemów wodnych (osad, fermentowniki, woda przesiąkowa z wysypisk). W przypadku gazów z wysypisk, na których składowane są półprodukty chemii silikonów, oraz w przypadku gazów z oczyszczalni, przerabiających ścieki zawierające silikony, bada się w laboratoriach obecność także dalszych organicznych związków krzemu.

Z sumy organicznych związków krzemu zawartych w gazie oblicza się sumę atomów krzemu, zawartych w gazie [mg/Nm<sup>3</sup>].

Przy danej zawartości metanu można wartość tę przeliczyć w zawartość atomów krzemu z organicznych związków krzemu w [mg/10 kWh]. Jest to wartość istotna dla określenia nakładów na utrzymanie techniczne silnika gazowego.

### **Siarka**

Już od zawartości siarki całkowitej ok. 50 mg/10 kWh oraz halogenów całkowitych ok. 20 mg/10 kWh występuje zauważalne skrócenie czasu przydatności oleju oraz cykli między przeglądowych i naprawczych. Przy stosowaniu instalacji odsiarczania należy mieć na uwadze, że w razie ich awarii do silnika dostają się wysokie stężenia siarki i w krótkim czasie mogą powodować uszkodzenia.

## 4. MODELOWANIE ROZPROSZONYCH PROCESÓW DYSTRYBUCJI BIOGAZU

Modelowanie rozproszonych systemów dystrybucji biogazu zostało przedstawione w kilku istotnych aspektach. Przy projektowaniu systemów transportu konieczne jest uwzględnienie czynników technicznych, ekonomicznych, społecznych oraz ekologicznych w celu zapewnienia odpowiednich parametrów opracowanych systemów. Odnosząc się do powyższych czynników, proces modelowania rozproszonych systemów dystrybucji biogazu podzielono na 4 etapy. Pierwszy z nich opiera się na określeniu wymagań stawianych projektowanym systemom z punktu widzenia ekonomii, ekologii oraz społeczeństwa. Drugi, odnoszący się do modelowania funkcyjnego opisuje zależności pomiędzy określonymi wymaganiami a założeniami obiektów technicznych, natomiast trzeci i czwarty odnosi się do kwestii technicznych. W dalszej części rozdziału omówiono szereg każdy z etapów.

### 4.1. Modelowanie biznesowe

#### Charakterystyka problemu

Produkcja energii elektrycznej z gazu składowiskowego lub osadów ściekowych jest często stosowanym rozwiązaniem, jednak posiada ona pewne wady. Podstawową wadą jest niska sprawność energetyczna procesu w przypadku, gdy nie jest odzyskiwane ciepło z chłodzenia silników. Dla zwiększenia efektywności procesu konieczna jest praca w układzie skojarzonym, a to wymaga znalezienia odbiorcy ciepła. Nie jest to jednak proste, tym bardziej, że zdarzają się także trudności z wykorzystaniem całości energii elektrycznej.

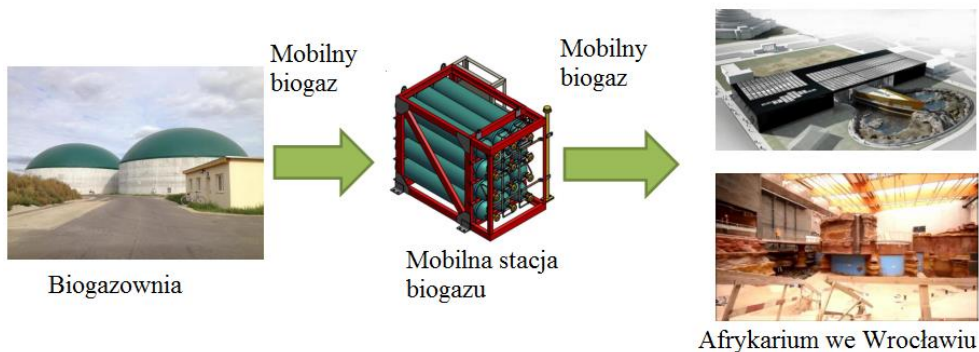
Przy braku przemysłowego odbiorcy o stałym zapotrzebowaniu, dobrym rozwiązaniem może być oddanie energii elektrycznej do sieci, ale często nie są tym zainteresowane przedsiębiorstwa zarządzające siecią energetyczną, a jeżeli są, to przychód wynikający z oddania 1 kWh energii do sieci wynosi nie więcej niż 0,14zł, gdzie cena zakupu 1kWh energii elektrycznej z sieci waha się od 0,54 zł do 0,80 zł. Zatem wykorzystanie biogazu tylko do produkcji energii elektrycznej jest nieopłacalne, a szanse na bardziej efektywne wykorzystanie tego ekologicznego paliwa umożliwi wdrożenie systemu dystrybucji biogazu bezpośrednio do zakładów przemysłowych, gospodarstw rolnych oraz obiektów specjalnych, gdzie biogaz zostanie wykorzystany do produkcji energii elektrycznej, ciepłej i chłodu.

Biogaz może okazać się już w niedalekiej przyszłości jednym z najlepszych odnawialnych źródeł energii oraz efektywnym paliwem alternatywnym nie tylko w transporcie, ale również w zasilaniu stacjonarnych maszyn, urządzeń i obiektów budowlanych bez dostępu do podziemnego rurociągu gazu ziemnego. Rozwiązanie to umożliwi spalanie biogazu i uzyskiwanie energii elektrycznej, ciepłej lub mechanicznej tylko wówczas, kiedy jest na nią zapotrzebowanie. Zatem, **zasadniczym problemem jest oczyszczanie, składowanie oraz dystrybucja biogazu w sposób bezpieczny i ekonomicznie uzasadniony**. W zależności od rodzaju instalacji oraz wsadu surowcowego występować może

zróżnicowanie jakości oraz zanieczyszczenia biogazu wytwarzanego w obiektach przemysłowych, stanowiących potencjalne źródło paliwa gazowego. Z tego względu planowany układ odwadniania, oczyszczania, kondycjonowania i sprężania powinien charakteryzować się odpornością na zmienne właściwości biogazu, tak aby finalny produkt, którym jest oczyszczony biogaz, charakteryzował się względnie stałymi właściwościami, predestynującymi jego wykorzystanie.

Ze względu na zmienne wymagania jakości biogazu spalanego w różnych silnikach przewiduje się 3 klasy jakości biogazu. Najwyższa klasa jakości biogazu „A” będzie obejmowała dostawę biometanu o składzie podobnym do składu gazu ziemnego. Gaz ten wykorzystywany będzie głównie do zasilania pojazdów, maszyn rolniczych lub roboczych oraz urządzeń budowlanych. Klasa średnia „B” będzie obejmowała dostawę biogazu do zasilania agregatów kogeneracyjnych wymagających odparowanie biogazu oraz oczyszczenie go ze związków siarki. Najniższa klasa jakości biogazu „C” będzie wykorzystywana do zasilania gazowych kotłów grzewczych.

Propozycja dystrybucji 3 klas jakości biogazu umożliwi obniżenie kosztów uzdatniania biogazu przy jednoczesnym pełnym wykorzystaniu tego paliwa do zasilania właściwych urządzeń energetycznych. Wszystkie 3 jakości biogazu będą dostarczane do odbiorców wg wymaganej jakości z zastosowaniem mobilnej stacji biogazu wyposażonej w system kontroli jakości gazu. Przykład zastosowanie mobilnej stacji biogazu zaprezentowano na rysunku 18.



Rysunek 18: Przykładowy system dystrybucji biogazu z zastosowaniem mobilnej stacji

Problemy potencjalnego odbiorcy:

- koszty zużycia energii (**2,5mln zł rocznie**, ciepło 1,5mln zł, energia elektryczna 1mln zł),
- wysokie koszty gazu ziemnego (**pow. 2 zł za 1m<sup>3</sup>**),
- brak alternatywnego/tańszego źródła energii,
- brak możliwości budowy rurociągu biogazu,
- brak możliwości zakupu biogazu.

Problemy potencjalnego dostawcy (biogazownie):

- koszty sprzedaży energii elektrycznej do sieci energetycznej za 20% ceny rynkowej (0,14 zł za 1kWh),
- straty 80% energii cieplnej,
- lokalizacja w strefie niezurbanizowanej,
- spadek wartości zielonych certyfikatów,
- ograniczone możliwości sprzedaży energii cieplnej.

Jednostkowy koszt produkcji mobilnego biogazu:  $1\text{m}^3 = 0,30\text{ zł}$ . Obecnie w Polsce (stan na 2016 rok) istnieje 301 biogazowni, produkujących ok. 230 MW mocy [133]. Liczba biogazowni rolniczych w Polsce w 2016 roku wynosiła 87. Dostarczały one 92,7 MW energii elektrycznej. Do 2020 roku planowana liczba biogazowni to ponad 2000, które wyprodukują ponad 2000 MW mocy [134].

Proponowana technologia

Mobilna stacja biogazu:

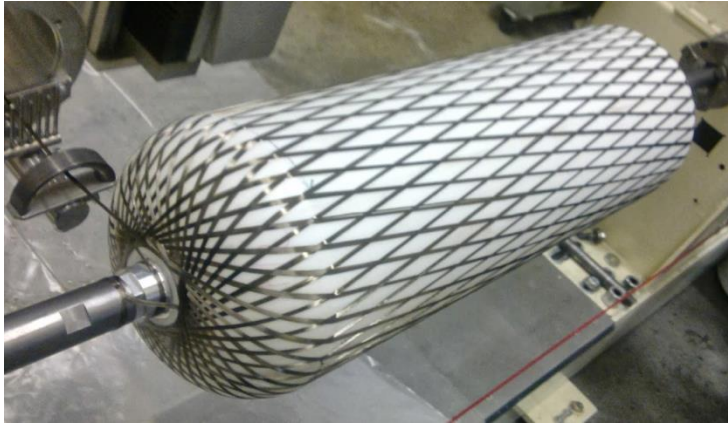
- przystosowana do transportu nieuzdatnionego biogazu (dotychczas nieznana technologia),
- przystosowana do szybkiego tankowania (do 30min),
- Przystosowana do transportu drogowego, kolejowego oraz rzecznoego,
- ciągła kontrola jakości biogazu,
- badania numeryczne i eksperymentalne w akredytowanej jednostce badawczej.

Zbiorniki kompozytowe (dotychczas nieosiągalne parametry) (rysunek 19, 20):

- ciśnienie 300 bar,
- objętość w. 700 l,
- masa: 90kg.



Rysunek 19: Wysokociśnieniowe zbiorniki kompozytowe firmy Seifert and Skinner – Belgia (ciśnienie 300 bar, objętość w. 700 l, masa: 90 kg)



Rysunek 20: Zbrojenie kompozytowego zbiornika ciśnieniowego firmy Seifert and Skinner

### **Przepływ produktu oraz koncepcja modelu biznesowego**

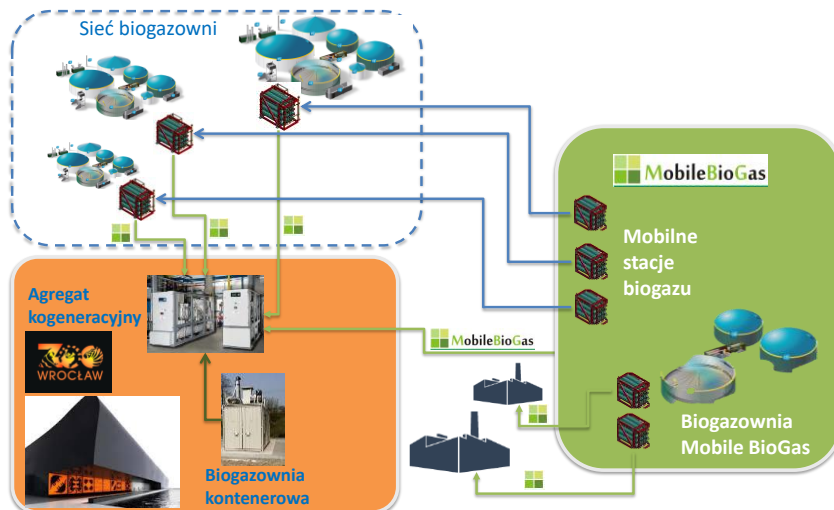
W proponowanym modelu biznesowym produktem jest biogaz, natomiast celem wdrożenia systemu dystrybucji biogazu jest umożliwienie sprzedaży tego paliwa do indywidualnych odbiorców jako mobilny biogaz. Dotychczas biogazownie w Polsce koncentrują się głównie na sprzedaży biogazu do elektrociepłowni bądź wytwarzają energię elektryczną w agregatach kogeneracyjnych oddając ją do sieci za 25% ceny rynkowej.

Mimo monopolu na odbiór biogazu z biogazowni rynek produkcji biogazu w Polsce systematycznie rośnie. Wg danych GUS krajowe zużycie biogazu w 2007 roku wynosiło 2708 TJ, a już w 2012 roku zarejestrowano prawie trzykrotny jego wzrost uzyskując zużycie na poziomie 7033 [TJ] (1,954 TWh). Biorąc pod uwagę obecną średnią cenę energii elektrycznej wyprodukowanej w procesie spalania biogazu, która wynosi 0,14 zł za 1 kWh można wyznaczyć szacunkowy koszt mobilnego biogazu wynoszący 0,75 zł za 1 m<sup>3</sup>. Zakładając 30% marży na sprzedaży mobilnego biogazu cena tego paliwa dla odbiorcy wyniesie mniej niż 1 zł za 1 m<sup>3</sup>.

Porównując tę wartość ze średnią ceną gazu ziemnego w Polsce, która wynosi 1,5 zł za 1 m<sup>3</sup> łatwo zauważyć zasadność zastosowania mobilnego biogazu, jako alternatywy do wykorzystania gazu ziemnego w celu wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz ciepłą potencjalnych odbiorców jest o wiele większe niż ilość dostępnego biogazu. Zatem biorąc pod uwagę zapotrzebowanie na biogaz w 2012 roku oraz średnią cenę energii elektrycznej z sieci energetycznej (0,54 zł za 1 kWh) oszacowano wielkość rynku na poziomie 1 mld zł rocznie.

Ograniczając odbiorców biogazu tylko do grupy charakteryzującej się działalnością produkcyjną, wielkość rynku wynosi 43,5 mln zł rocznie. Od kilku lat odnotowuje się wzrost zastosowania biogazu do zasilania zakładów produkcyjnych. Jednak dotychczas zakłady te musiały być usytuowane w obszarze działania biogazowni odbierając paliwo poprzez rurociąg. Proponowane rozwiązanie umożliwia szersze zastosowanie biogazu dla zakładów przemysłowych zarówno tych zlokalizowanych w strefie zurbanizowanej, wrażliwej na gazy złozone, jak i te znajdujące się w obszarach wiejskich lub znacznie oddalonych

od infrastruktury energetycznej. Możliwość sprzedaży mobilnego biogazu przez biogazownie spowoduje jeszcze szybszy rozwój producentów biogazu, którzy dotychczas stosowali go głównie do zasilania własnych obiektów. System dystrybucji biogazu zaprezentowano na rysunku 21.



Rysunek 21: Koncepcja dystrybucji biogazu z zastosowaniem mobilnej stacji

W modelu komercjalizacji zaplanowano wdrożenie systemu dystrybucji biogazu w skali demonstracyjnej. Oznacza to zbudowanie jednej stacji zasilania oczyszczonym i skompresowanym biogazem, która będzie dostarczała biogaz z wybranych biogazowni do zasilania agregatu kogeneracyjnego w Afrykarium we Wrocławskim Ogrodzie Zoologicznym. Przewidywane koszty energii wykorzystywanej do zasilania urządzeń oraz ogrzewania w obiektach podobnych do Afrykarium wynosi 2,5 mln zł rocznie, z czego 60% stanowi zużycie energii elektrycznej.

Powyższe koszty stanowią koszty zakupu energii elektrycznej z sieci energetycznej w cenie 0,54 zł za 1 kWh. Przy zaspokojeniu całości potrzeb energii w Afrykarium wytworzonej w agregatach kogeneracyjnych z dostarczonego mobilnego biogazu, wrocławski ogród zoologiczny uzyska oszczędności na poziomie co najmniej 375 000 zł rocznie. Koszt budowy mobilnej stacji do zasilania oczyszczonym i skompresowanym biogazem wynosi 200 000 zł, a koszt przystosowania Afrykarium do odbioru i eksploatacji biogazu wynosi 650 000 zł. W wyniku analizy oszacowanych kosztów przewidywany zwrot z inwestycji wrocławskiego ogrodu zoologicznego uzyskany zostanie w ciągu 5 lat uwzględniając koszty kapitału.

Efektom komercjalizacji będzie utworzenie spółki celowej, której zadaniem będzie dostarczanie biogazu do wybranego odbiorcy. Spółka ta poniesie koszty inwestycji w budowę mobilnej stacji biogazu (200 000 zł) oraz dystrybucji biogazu do wrocławskiego ZOO. W początkowej fazie komercjalizacji szacowana wielkość dostawy biogazu do Afrykarium wynosi 10 000 m<sup>3</sup> dziennie, co umożliwi uzyskanie 53 000 kWh energii.



Dochody spółki wynikające ze sprzedaży mobilnego biogazu w początkowej fazie komercjalizacji wyniosą 900 000 zł rocznie.

Spośród wielu odbiorców energii elektrycznej to właśnie gospodarstwa wiejskie są najbardziej znaczącą grupą odbiorców energii dla jej dostawców. Szacuje się że zużycie energii w gospodarstwach na terenach wiejskich Polski wynosi ok. 10 tys. GWh rocznie, co stanowi wartość ok 25% całkowitej energii sprzedawanej przez spółki dystrybucyjne swoim odbiorcom podłączonym do sieci niskiego napięcia [135]. Ze względu na zmiany w sektorze elektroenergetycznym od początku lat 90. dystrybutorzy energii decydują się na kontrolowanie zużycia energii poprzez poszczególne grupy odbiorców, dzięki określeniu charakterystyk tych odbiorców.

W tym celu przeprowadza się analizę zużycia energii elektrycznej w oparciu o wskaźniki zapotrzebowania dla danego odbiorcy. W pracy [135] przeprowadzono analizę wybranych wskaźników zużycia energii elektrycznej. W tabeli 43 przedstawiono wyniki analizy.

Tabela 43: Parametry charakteryzujące wskaźniki jednostkowego zużycia energii Elektrycznej [131]

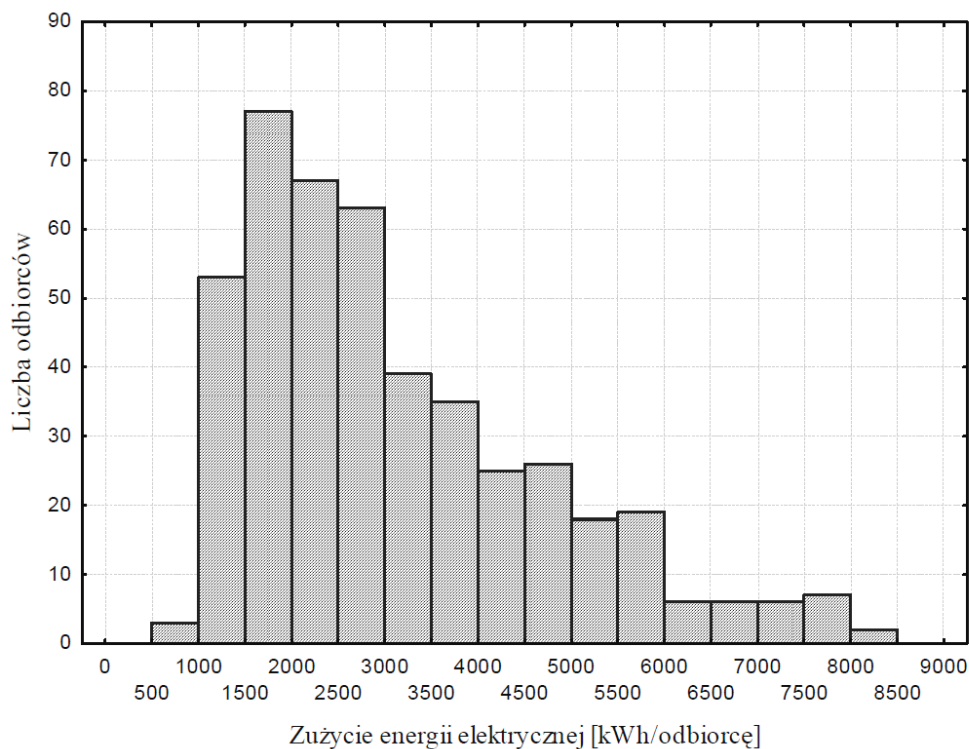
| Parametr                 | Roczne zużycie energii elektrycznej na: |            |        |
|--------------------------|---|------------|--------|
|                          | Odbiorcę                                | Mieszkańca | ha UR* |
| Wartość średnia [MWh]    | 3,21                                    | 0,76       | 2,49   |
| Mediana [MWh]            | 2,77                                    | 0,63       | 1,56   |
| Wartość maksymalna [MWh] | 10,00                                   | 7,20       | 26,67  |
| Wartość minimalna [MWh]  | 0,99                                    | 0,18       | 0,06   |
| Współczynnik zmienności  | 0,53                                    | 0,74       | 1,25   |
| Współczynnik asymetrii   | 1,20                                    | 4,57       | 3,63   |
| Współczynnik kurtozy     | 1,24                                    | 36,54      | 17,12  |

\* ha UR - hektar przeliczeniowy

Wszystkie określone wskaźniki wykazują znaczne rozproszenie wokół wartości średniej, o czym świadczą duże wartości współczynników zmienności. Z tabeli 43 wynika, że zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach rolnych najlepiej charakteryzuje wskaźnik jej zapotrzebowania w przeliczeniu na jednego odbiorcę [135]. Wskaźnik ten cechuje najmniejszy współczynnik zmienności i asymetrii.

Przydatność określonego wskaźnika zostało potwierdzone badaniami normalności rozkładów analizowanych wielkości. Rozkład o wartościach najbardziej zbliżonych do rozkładu normalnego określa roczne zużycie energii elektrycznej w przeliczeniu na dane gospodarstwo.

W analizach statystycznych rozkład określonego wskaźnika obrazuje rozkład logarymiczno-normalny. Histogram wskaźnika rocznego zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na gospodarstwo rolne przedstawiono na rysunku 22.

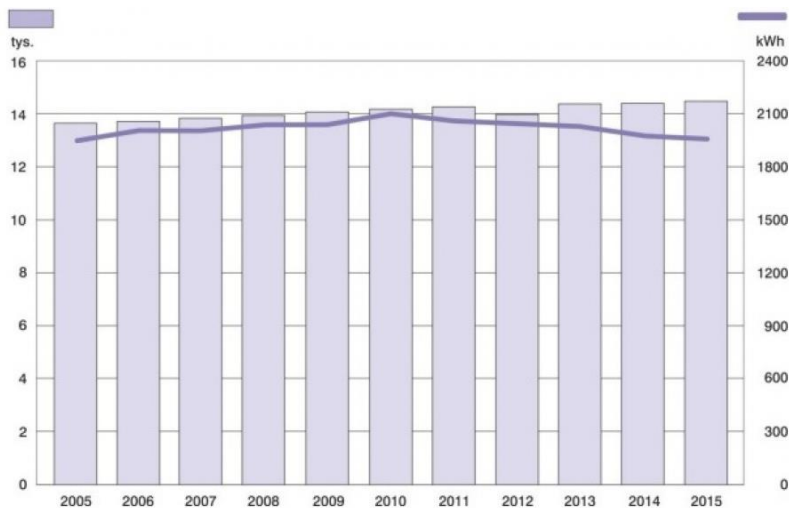


Rysunek 22: Histogram rocznego zużycia energii elektrycznej w przeliczeniu na gospodarstwo rolne w 2003 roku [136]

Średnie roczne zużycie energii elektrycznej zbadane na określonym obszarze w przeliczeniu na gospodarstwo rolne waha się od 1 do 10 MWh. Na podstawie przeprowadzonej w pracy [135] analizy wariancji określono, że w stosunkowo małych gospodarstwach rolnych (poniżej 5 ha użytków rolnych), zużycie energii elektrycznej wynosi średnio 3,1 MWh [135].

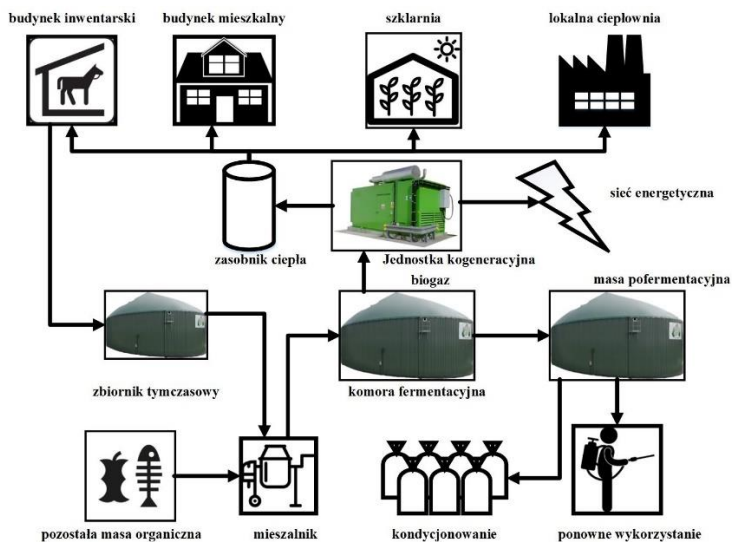
W latach 2005-2015 zaobserwowano spadek zużycia energii elektrycznej na mieszkańca. Zdaniem GUS, spowodowane jest to coraz bardziej efektywnym wykorzystaniem energii w gospodarstwach domowych oraz stosowaniem energooszczędnych rozwiązań. W roku 2015, największe zużycie energii na jednego mieszkańca (2338,4 kWh na odbiorcę) było związane z terenami wiejskimi, natomiast na obszarze miejskim wynosiło ono 1759,4 kWh na odbiorcę). Wskazuje to na większe zapotrzebowanie energetyczne w miejscach oddalonych od źródeł energii, co stwarza konieczność jej dostarczenia.

Stosowanie biogazu jest bardzo obiecującą alternatywą dla popularnych paliw ciekłych i gazowych. W przypadku stosowania biogazu do produkcji energii elektrycznej bądź ciepłej odbiorcami mogą nie tylko być gospodarstwa rolne ale również budynki mieszkalne wielorodzinne, lokalne ciepłownie, małe zakłady przemysłowe, obiekty sportowe, obiekty typu szklarnie itp.



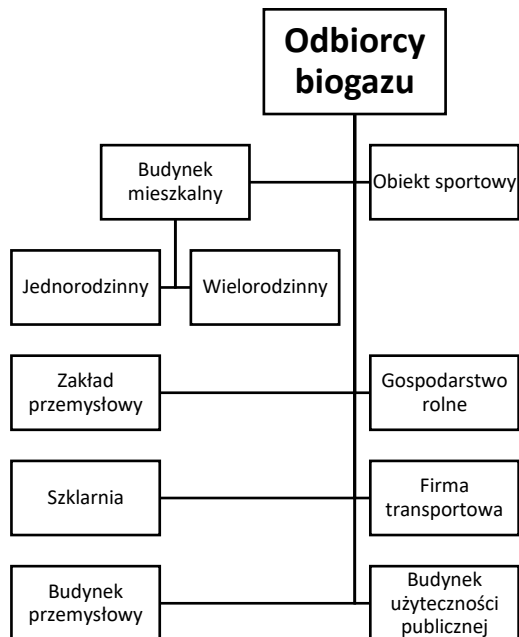
Rysunek 23: Liczba odbiorców i zużycie energii elektrycznej na jednego mieszkańca w gospodarstwach domowych w latach 2005-2015 (źródło: GUS)

W przypadku biogazowni rolniczych, których funkcjonuje kilkadziesiąt w Polsce, a z roku na rok coraz więcej, tylko jedna została zbudowana i jest eksploatowana przez rolników indywidualnych. Większość z pozostałych instalacji biogazowych zostały zrealizowane przez dużych inwestorów prywatnych, inwestorów w ramach różnych funduszy wspierających oraz właścicieli dużych ferm produkcji zwierzęcej. Na rysunku 24 przedstawiono przykładowy schemat funkcjonalny biogazowni z uwzględnieniem przykładowych odbiorców.



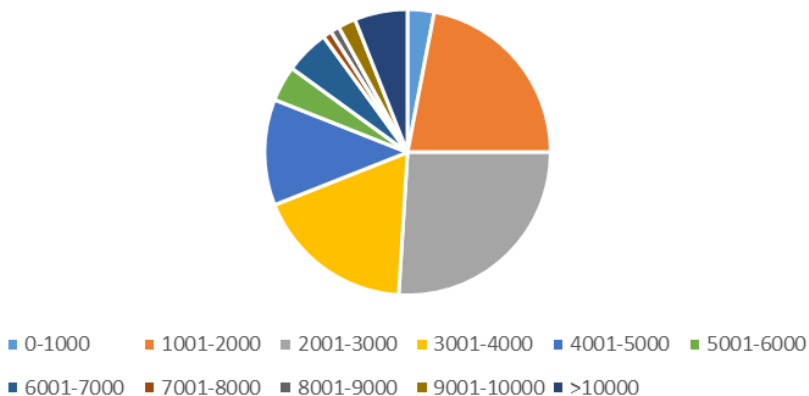
Rysunek 24: Przykładowy schemat funkcjonalny biogazowni z uwzględnieniem przykładowych odbiorców biogazu [132]

Wymogiem niezbędnym przed rozpoczęciem inwestycji jak i jej realizacji jest przeprowadzenie analizy dostępności substratów dla biogazowni [137]. Przypadkiem mającym największy wpływ na inwestycję jest dostępność substratów, a w przypadku własnego składowiska pozwoli to na poważne zmniejszenie kosztów inwestycji.



Rysunek 25: Charakterystyka możliwych odbiorców biogazu

Dane statystyczne podają, że najwięcej gospodarstw deklaruje zużycie energii elektrycznej znajduje się w przedziale od 1000 do 5000 kWh (rysunek 23).



Rysunek 26: Liczba gospodarstw deklarująca zużycie różnej ilości energii elektrycznej na gospodarstwo domowe [GUS]

Dane statystyczne GUS pokazują zróżnicowaną wielkość gospodarstw (tabela 44).

*Tabela 44: Średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym w kraju w 2013 roku [GUS]*

| <b>Jednostka podziału administracyjnego kraju</b> | <b>Średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym w 2013 roku (w hektarach)</b> |
|---|--|
| Województwo dolnośląskie                          | 16,01  |
| Województwo kujawsko-pomorskie                    | 15,14  |
| Województwo lubelskie                             | 7,50   |
| Województwo lubuskie                              | 20,75  |
| Województwo łódzkie                               | 7,57   |
| Województwo małopolskie                           | 3,92   |
| Województwo mazowieckie                           | 8,51   |
| Województwo opolskie                              | 18,12  |
| Województwo podkarpackie                          | 4,60   |
| Województwo podlaskie                             | 12,23  |
| Województwo pomorskie                             | 18,95  |
| Województwo śląskie                               | 7,24   |
| Województwo świętokrzyskie                        | 5,53   |
| Województwo warmińsko-mazurskie                   | 22,90  |
| Województwo wielkopolskie                         | 13,46  |

Gospodarstwa rolne możemy podzielić na 8 grup w zależności od powierzchni [GUS]:

- do 5 ha,
- 5-10 ha,
- 10-20 ha,
- 20-35 ha,
- 35-45 ha,
- 45-55 ha,
- 55-100,
- powyżej 100 ha.

Bazując na średniej arytmetycznej z powyższych danych otrzymano, że średnia wielkość powierzchni gruntów rolnych w gospodarstwie rolnym w kraju w 2013 roku wynosi 10,42 ha. W literaturze [138] można znaleźć dane różniące się od tych przedstawionych w tabeli 45. Roczne zapotrzebowanie energii elektrycznej gospodarstwa domowego wynosi 4,3 MWh, natomiast gospodarstwa produkcyjnego wynosi ok. 17,5 MWh, co daje łącznie ok. 21,8 MWh energii elektrycznej przy dobowym zużyciu średnio ok. 60 kWh [138]. Zapotrzebowanie ciepła w gospodarstwie sprowadza się (pomijając suszenie ziarna i trawy) głównie do przygotowania ciepłej wody dla gospodarstwa domowego i ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych i wynosi ok. 78,5 GJ·a<sup>-1</sup>, z czego ogrzewanie pochłania 65 GJ·a<sup>-1</sup> energii natomiast reszta zużywana jest na ogrzewanie wody użytkowej.

Dobowe zapotrzebowanie na energię cieplną zawiera się w granicach od 37 MJ/dzień do 817 MJ/dzień, [138].

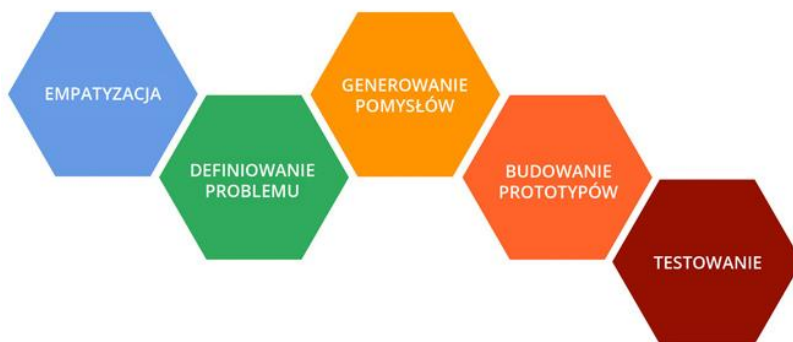
Tabela 45: Podstawowe dane przykładowego gospodarstwa wiejskiego [138]

|  |                      |
|--|----------------------|
| <b>Liczba mieszkańców (M)</b>  | <b>5</b>             |
| Powierzchnia domu mieszkalnego   | 100 m <sup>2</sup>   |
| Obszar użytków rolnych   | 50 ha                |
| Obsada zwierząt  | 50 DJP*              |
| Kierunek produkcji   | Chów bydła mlecznego |
| * duża jednostka przeliczeniowa inwentarza (ang. LU, LSU - Livestock Unit) |                      |

### Opracowanie Mapy Empatii wg metodyki Design Thinking.

Metodą wykorzystaną w celu lepszego zrozumienia potrzeb klienta jest metoda Design Thinking. Design Thinking to metoda tworzenia innowacyjnych produktów i usług w oparciu o głębokie zrozumienie problemów i potrzeb użytkowników. Jednym z głównych twórców tej metody jest David M Kelley, profesor Uniwersytetu Stanforda [139] oraz Tim Brown, twórca pojęcia „design thinking” [140].

Design Thinking jest metodą wykorzystującą zdolności zespołu projektowego do stworzenia poprawnie technicznego produktu, odpowiadającego, trafiającego w „gusta” i potrzeby klientów, jednocześnie realizując oczekiwania biznesowe, ekonomiczne przedsiębiorstwa. Celem jest pozytywne przyjęcie produktu na rynku przez klientów oraz inwestorów. Metoda ta jest nie tylko wykorzystywana do stworzenia całkowicie nowego produktu, ale również do poprawy usług, procesu obsługi klienta, stworzenia nowych rozwiązań porozumiewania się z odbiorcą, niezależnie od obszaru działań [141]. Sprawdza się w biznesie, przemyśle, edukacji, administracji, wszędzie tam, gdzie jest wspierana innowacyjność i rozwój produktu [142].



Rysunek 27: Schemat metody Design Thinking [138]

Design Thinking składa się z pięciu podstawowych etapów [141].

**Empatyzacja** – pierwszy etap procesu. Wejście w skórę użytkownika. Zrozumienie jego potrzeb i problemów. Odkrycie zachowań, upodobań, które wpływają na decyzje podejmowane przez klientów. Dobrze przeprowadzona obserwacja może wykazać, że użytkownicy we własnym zakresie usprawniają produkt, co może stać się inspiracją w procesie projektowym.

**Definiowanie problemu** – jeden z trudniejszych i ważniejszych etapów. Jedynie dobre zdefiniowanie problemu pozwoli otrzymać innowacyjny, konkurencyjny produkt. Sformułowanie problemu odbywa się poprzez syntezę informacji zebranych w poprzednim kroku. Niniejszy etap można wspierać dodatkowymi metodami, takimi jak: re-framing the problem, 5 x dlaczego.

**Generowanie pomysłów** – na tym etapie zespół generuje możliwie dużo pomysłów, które później są oceniane. Następnie wybrane zostaje najlepsze rozwiązanie, na podstawie którego buduje się prototyp. W procesie generowania pomysłów cenne jest nieschematyczne myślenie, nieszufladkowanie pomysłów, otwartość nawet na najbardziej szalone pomysły. Na tym etapie również można się wspierać dodatkowymi technikami, np. burzą mózgów.

**Budowanie prototypów** – celem etapu jest wizualizacja wybranego, najlepszego pomysłu. Przy budowie prototypu wykorzystuje się różne materiały: papier, spinacze biurowe, styropian, karton, drewno itd. Wszystko to, co pozwoli przedstawić wizualnie pomysł. Postępowanie takie pozwala na szybką ocenę wybranego rozwiązania, weryfikację z początkowymi założeniami, ewentualnie zmianę idei.

**Testowanie** – sprawdzanie prototypu w środowisku użytkownika. Dopiero pozytywne testy pozwalają wdrożyć produkt na rynek. Etap ten ma zapobiegać wprowadzaniu produktów niesprawdzonych, nieprzydatnych użytkownikowi

W celu zrozumienia potrzeb odbiorców mobilnego biogazu zastosowano mapę empatii, której głównym celem jest „narysowanie” modelowego klienta (grupy potencjalnych klientów). Modelowego, czyli posiadającego cechy wspólne dla określonej grupy i wyróżniające ją spośród innych. Najważniejszym pytaniem było: co konkretnie sprawia, że klienci będą zadowoleni? Żeby zdobyć taką wiedzę, należało zmienić perspektywę: wejść w „skórę” klienta, porozmawiać z nim, spojrzeć z zewnątrz. Jakie wartości dodatkowe oferujemy, że usługi i produkty MobileBioGas stają się obiektem pożądania? w zrozumieniu i doprecyzowaniu kwestii istotnych oraz nieistotnych z punktu widzenia odbiorców pomogło stworzenie mapy empatii (rysunek 28).

W wyniku przeprowadzonych wywiadów, obserwacji użytkowników, ankiet rozpoznawczych wraz z dokładną analizą środowiska sporządzono dwie mapy empatii, dla dwóch głównych odbiorców biogazu ze stacji MobileBioGas:

- gospodarstwo rolne,
- zakład produkcyjny.

Pierwszą fazę podejścia Design Thinking – „empatyzację” na przykładzie systemów dystrybucji biogazu przedstawiono w postaci mapy empatii w tabeli 46.

Tabela 46: Mapa empatii - zestawienie wyników badania

|                             | Co mówi klient (SAY)?  | O czym myśli klient (THINK)?  | Co robi klient (DO)?  | Co czuje klient (FEEL)?   |
|-----------------------------|--|---|---|---|
| <b>Gospodarstwo rolne</b>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>-wysokie ceny energii</li> <li>-polityka UE</li> <li>-dotacje/ulgi !!!</li> <li>-zmienna wielkość uży- skanych pól</li> <li>-embargo na eksport pol- skiego mięsa do Rosji</li> <li>-zielone certyfikaty</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>-zastosowanie nowych technologii</li> <li>-ile mogą zarobić na nowej techno- logii i jakie jest ryzyko wdrożenia nowej inwestycji</li> <li>-ile muszą zainwestować</li> <li>-czy już ktoś w to zainwestował</li> <li>-czy sąsiad to już ma</li> <li>-rozwój</li> <li>-sceptycznie o produkcji biogazu</li> </ul>   | <ul style="list-style-type: none"> <li>-szukają dotacji</li> <li>-wykorzystują własne paliwo</li> <li>-oszczędzają</li> <li>-ciężko pracują</li> <li>-podglądają sąsiadów i ich technologie</li> <li>-spalają węgiel kamienny, brunatny oraz koks i eko- groszek</li> <li>-spalają śmieci</li> </ul>                  | <ul style="list-style-type: none"> <li>-presję decyzji politycznych</li> <li>-dysproporcję społeczną</li> <li>-wściekłość na polityków</li> <li>-rozczerwanie prawem ograniczającym produkcję</li> <li>-przywiązanie do ziemi</li> <li>-obawa o przyszłość</li> </ul> |
| <b>Zakład pro- dukcyjny</b> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-wysokie ceny energii</li> <li>-polityka UE</li> <li>-dotacje / ulgi!!!</li> <li>-zmienna wielkość pro- dukcji</li> <li>-recykling</li> <li>-zielone certyfikaty</li> <li>-zależność od rynku glo- balnego</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-zastosowanie nowych technologii</li> <li>-ile mogą zarobić na nowej techno- logii i jakie jest ryzyko wdrożenia nowej inwestycji</li> <li>-ile muszą zainwestować</li> <li>-czy już ktoś w to zainwestował?</li> <li>-jakość</li> <li>-rozwój</li> <li>-innovacyjny produkt/technologia marketing</li> <li>-o sytuacji geopolitycznej</li> <li>-o podatkach i możliwościach zwolnienia z podatku</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-szukają dotacji</li> <li>-szukają współpracy z jed- nostkami naukowymi inwe- stując</li> <li>-wykorzystują energię elek- tryczną z sieci oraz gaz ziemny</li> <li>-sprzedają odpady do recy- klingu</li> <li>-konkurują</li> <li>-szukają alternatywnych rozwiązań</li> </ul> | <ul style="list-style-type: none"> <li>-presja: wyniki</li> <li>-rozczerwanie nowym pra- wem podatkowym</li> <li>-jeśli będzie źle przeniosę produkcję</li> <li>-obawa o przyszłość</li> <li>-uzależnienie od monopoli- stów energetycznych</li> </ul>                |





Rysunek 28: Mapa empatii

## 4.2. Modelowanie funkcyjne

Kreowanie pomysłów to niewątpliwie ciężka praca. Jest mało prawdopodobne, że uczono nas kiedykolwiek jak stworzyć „coś nowego”, pomysłowo rozwiązać zadanie. Dorastamy w przekonaniu, że trudno być osobą pomysłową- z tym trzeba się urodzić, że tych zdolności nie można nabyć - i godzimy się z takim stanem rzeczy [139].

### Modelowanie funkcyjne za pomocą TRIZ

Koncepcja TRIZ zakłada jednak przewycięzenie takiego rozumowania. Na metodę TRIZ składa się wiele narzędzi i technik, które mogą zostać zastosowane do postawionego problemu. Zasadniczym postulatem TRIZ jest twierdzenie: „skoro techniczne systemy rozwijają się według określonych prawideł, to te prawidła można odkryć i wykorzystać dla stworzenia algorytmów rozwiązywania zadań wynalazczych”. Metoda jest przez wielu uważana za pierwszą dojrzałą próbę ujęcia zasad analizy problemu wynalazczego w jeden logiczny system, którego można się nauczyć, tak jak można się nauczyć strategii gry w szachy [139]. Altshuller podczas swoich badań zauważył, że wynalazki rządzą się swoimi prawami, a rozwój techniki opiera się na swoistej logice- jeden wynalazek pociąga za sobą drugi. Lokalizacja problemu w systemie może być zaprezentowana przez wprowadzony przez Altshullera diagram zawierający dziewięć oddzielnych komórek nazywany inaczej operatorem systemowym [139]. Ponieważ żaden układ techniczny nie istnieje w próżni, jest to schematyczny obraz struktury rozpatrywanego zagadnienia. Możemy wówczas spojrzeć na system szerszej i rozpatrzeć nie tylko zjawiska dziejące się „teraz” (teraźniejszość), ale także te dziejące się w przeszłości i przyszłości. Poza wymienioną strukturą poziomą na etapie systemu istnieje również pod- i nadsystem. Jeśli za system uznamy MobileGas (mobilną stację zasilania biogazem) to jego nadsystem może być uniwersalny system transportu, natomiast podsystem stanowić będzie biogaz. Analizując problem metodyką TRIZ widzimy go na tle siatki operatora systemowego, gdzie

teraźniejszość jest ściśle powiązana z tym, co już nastąpiło lub też nastąpi w określonym czasie. Zachęca się, żeby podążając ścieżkami TRIZ pamiętać o „9 pudełkach” oraz starać się myśleć ramami czasu i przestrzeni. W tabelach 47 i 48 przedstawiono operator systemowy dla MobileGas (mobilnej stacji zasilania biogazem) oraz dla Dystrybucji z użyciem MobileGas (mobilnej stacji zasilania biogazem).

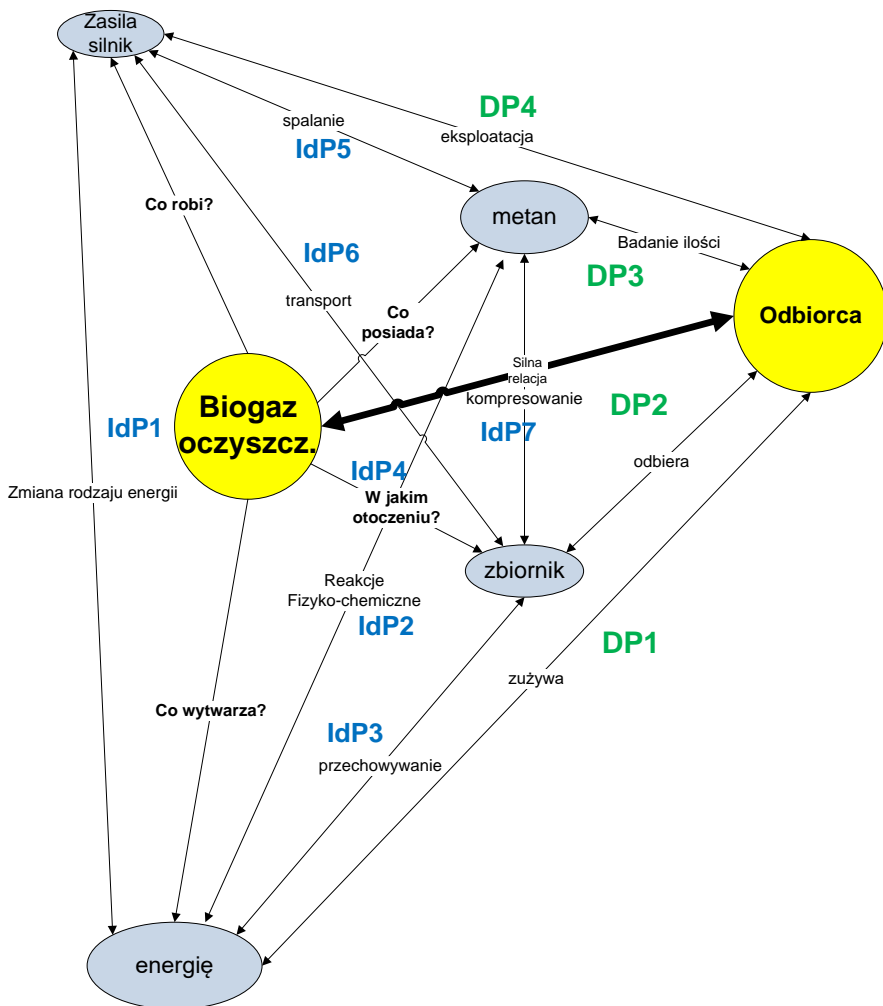
Tabela 47: Operator systemowy dla MobileGas (mobilną stacją zasilania biogazem)

|                    | Wczoraj  | Dzisiaj   | Jutro   |
|--------------------|--|---|---|
| <b>Supersystem</b> | Gospodarstwa rolne, zakłady gospodarki odpadami komunalnymi, Oczyszczalnie ścieków | Uniwersalny system transportu (np. ISO: kolejowy, drogowy, lotniczy, wodny) | System energetyczny budynków, maszyn i urządzeń |
| <b>System</b>      | Biogazownia  | MobileGas   | Generator Kocioł/agregat/silnik spalinowy       |
| <b>Podsystem</b>   | Odpady   | Biogaz  | Energia   |

Tabela 48: Operator systemowy dla Dystrybucji z użyciem MobileGas (mobilnej stacji zasilania biogazem)

|                     | 1999                             | 2014   | 2029  |
|---------------------|----------------------------------|--|---|
| <b>Super-system</b> | Produkcja energii w biogazowni   | Dowóz biogazu do odbiorców, wymiana i bilansowanie | Odbiór odpadów i dostawa biogazu (bilansowanie) |
| <b>System</b>       | Dystrybucja tylko w biogazowni   | Dystrybucja z użyciem MobileGas                    | Mobilny reaktor                                 |
| <b>Podsystem</b>    | Biogaz oczyszczony do jakości NG | Biogaz częściowo oczyszczony                       | Odpady  |

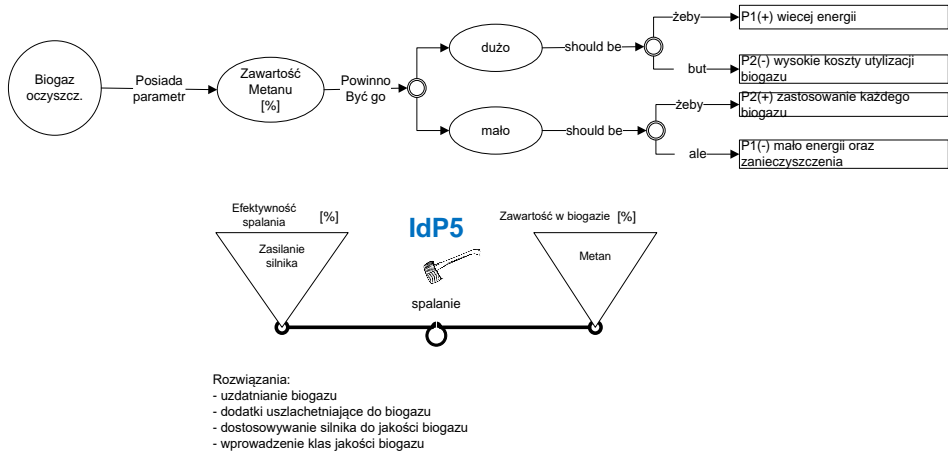
Kolejnym interesującym podejściem do projektowania wg zasad TRIZ jest skupienie się na funkcjach realizowanych przez dany system techniczny poprzez budowę jego modelu funkcyjnego. Jego zadaniem jest określenie zależności pomiędzy elementami systemu poprzez zdefiniowanie zachodzących pomiędzy nimi zjawisk. Dzięki temu możliwe jest szczegółowe określenie kluczowych parametrów opisujących system, które powinny być wzięte pod uwagę w procesie projektowania rozproszonych systemów dystrybucji biogazu. Wobec tych parametrów możliwe jest zdefiniowanie sprzeczności, które stanowią bariery w rozwoju danego rozwiązania, oraz które stanowią jeden z filarów metody TRIZ. Model funkcyjny, zwany też mapą hipotez dla systemów dystrybucji biogazu przedstawiono na rysunku 29.



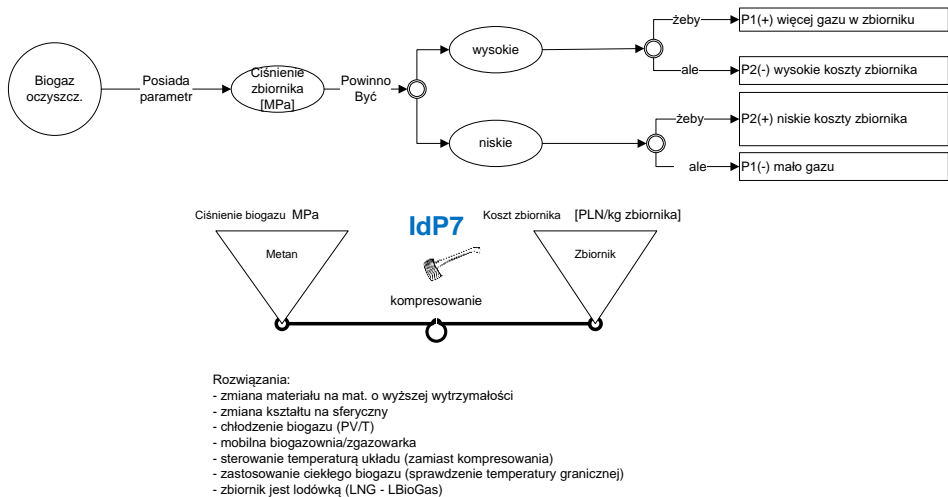
Rysunek 29: Mapa hipotez systemu dystrybucji biogazu

Pierwszym krokiem w budowaniu mapy hipotez dla systemów dystrybucji biogazu jest określenie dwóch elementów systemu, które są ze sobą w silnej relacji, tj. oczyszczony biogaz oraz odbiorca. Są to te elementy, które wynikają z modelowania biznesowego. Dla biogazu oczyszczonego jako elementu, na którego parametry możemy wpływać, określono jego główne zadanie (co robi?), główny składnik (co posiada?), otoczenie w którym się znajduje (w jakim otoczeniu?) oraz efekt działania tego elementu (co wytwarza?). Koncowym etapem tworzenia modelu funkcyjnego systemu dystrybucji biogazu jest zdefiniowanie zjawisk zachodzących pomiędzy każdym elementem modelu. W celu zidentyfikowania sprzeczności technicznych występujących w systemie dystrybucji biogazu, każde ze zjawisk zidentyfikowanych w ramach analizy hipotez zostało

przedstawione za pomocą konkretnych parametrów. Definiowanie sprzeczności dla systemów dystrybucji biogazu przedstawiono na przykładzie dwóch zjawisk: spalanie biogazu oczyszczonego (IdP5) oraz kompresowanie biogazu oczyszczonego (IdP7). Wyniki analizy przedstawiono na rysunkach 30 oraz 31.



Rysunek 30: Wynik analizy sprzeczności parametrycznych – proces spalania



Rysunek 31: Wynik analizy sprzeczności parametrycznych – proces kompresowania

Dzięki wyodrębnieniu parametrów wpływających na dane zjawiska, możliwe jest przeprowadzenie analizy sprzeczności parametrycznych, która jest jednym z podstawowych narzędzi metody TRIZ [139]. Wynikiem tej analizy jest zdefiniowanie tych parametrów, które mają sprzeczny wpływ na analizowany system, to znaczy jednocześnie wpływają pozytywnie i negatywnie na efekt działania systemu. To pozwala natomiast na zastosowanie macierzy sprzeczności Altschullera oraz taki dobór środków technicznych, który zapewni optymalną wartość parametrów z punktu widzenia skutku.

## Modelowanie funkcyjne za pomocą IDEF0

Kolejnym sposobem modelowania funkcyjnego rozproszonych systemów dystrybucji biogazu jest zastosowanie do tego celu narzędzia zwanego IDEF0 (ICAM **DEF**inition, cyfra „0” określa jedną z serii metod IDEF), które powstało w latach 1978-83, kiedy lotnictwo Stanów Zjednoczonych realizowało w amerykańskim przemyśle lotniczym program komputeryzacji produkcji samolotów pod nazwą ICAM (Integrated Computer Aided Manufacturing). Ujawniła się przy tym potrzeba stworzenia skutecznej techniki opisu i analizowania sytuacji oraz porozumiewania się ze sobą ludzi o różnych specjalnościach zaangażowanych w programie. Techniki tej dostarczyły metody modelowania nazwane IDEF [143]. Metody IDEF powstały jako rozszerzenie i adaptacja do zagadnień produkcyjnych metod opisu i analizy opracowanych wcześniej, na przełomie lat 60. i 70., do tworzenia oprogramowania i projektowania systemów komputerowych - metod analizy strukturalnej. Twórcą tego podejścia, wprowadzającego metody graficzne (z diagramem przepływu danych włącznie), jak też i samego terminu, był DeMarco. W roku 1993 dla metod IDEF0 i IDEF1X ustanowiono w Stanach Zjednoczonych normy należące do zbioru Federalnych Standardów Przetwarzania Informacji (FIPS), co oznacza, że muszą być z tymi normami zgodne opracowania wykonywane dla agencji rządowych [143].

W metodzie IDEF0 wykorzystywane są dwa podstawowe elementy graficzne. Wyróżnić można [143]:

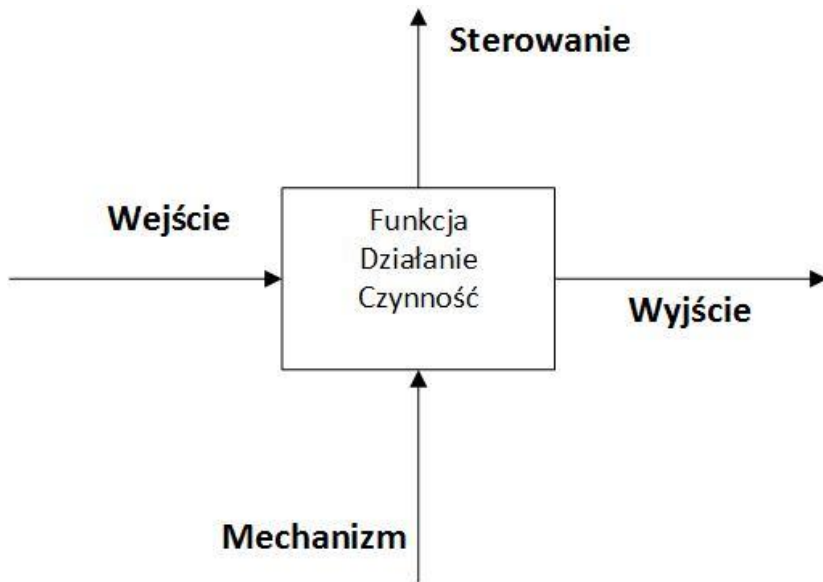
1. KOSTKI (prostokąty) – prezentujące funkcje, tj. procesy, działania, operacje, czynności. Wyróżnia się dwa typy kostek:

- kostkę „rodzic”, której elementy (detale) przedstawiane są na niższym poziomie,
- kostkę „dziecko”, będącą pojedynczym elementem (detalem) kostki „rodzic”.

2. STRZAŁKI – tzw. obiekty obustronnych relacji między funkcjami. Wyróżnia się cztery typy strzałek:

- wejścia (Input), prezentujące elementy wejściowe procesu, czyli takie, które wymagane są przed przystąpieniem działania,
- wyjścia (Output), prezentujące elementy wyjściowe procesu, tj. takie, które są wytworem danego działania,
- sterowania (Control), oznaczające mechanizmy kontroli (sterowania), wymuszające dane działanie,
- mechanizmu (Mechanism), oznaczające pozostałe mechanizmy, umożliwiające dane działanie.

Połączenie dwóch podstawowych elementów graficznych, tj. kostki i strzałek tworzy kostkę ICOM (fundament w modelowaniu procesu). Nazwa kostki pochodzi od pierwszych liter angielskich nazw oddziaływań przedstawianych za pomocą strzałek. Schemat kostki przedstawiony został poniżej (Rysunek 32).



Rysunek 32: Schemat kostki ICOM

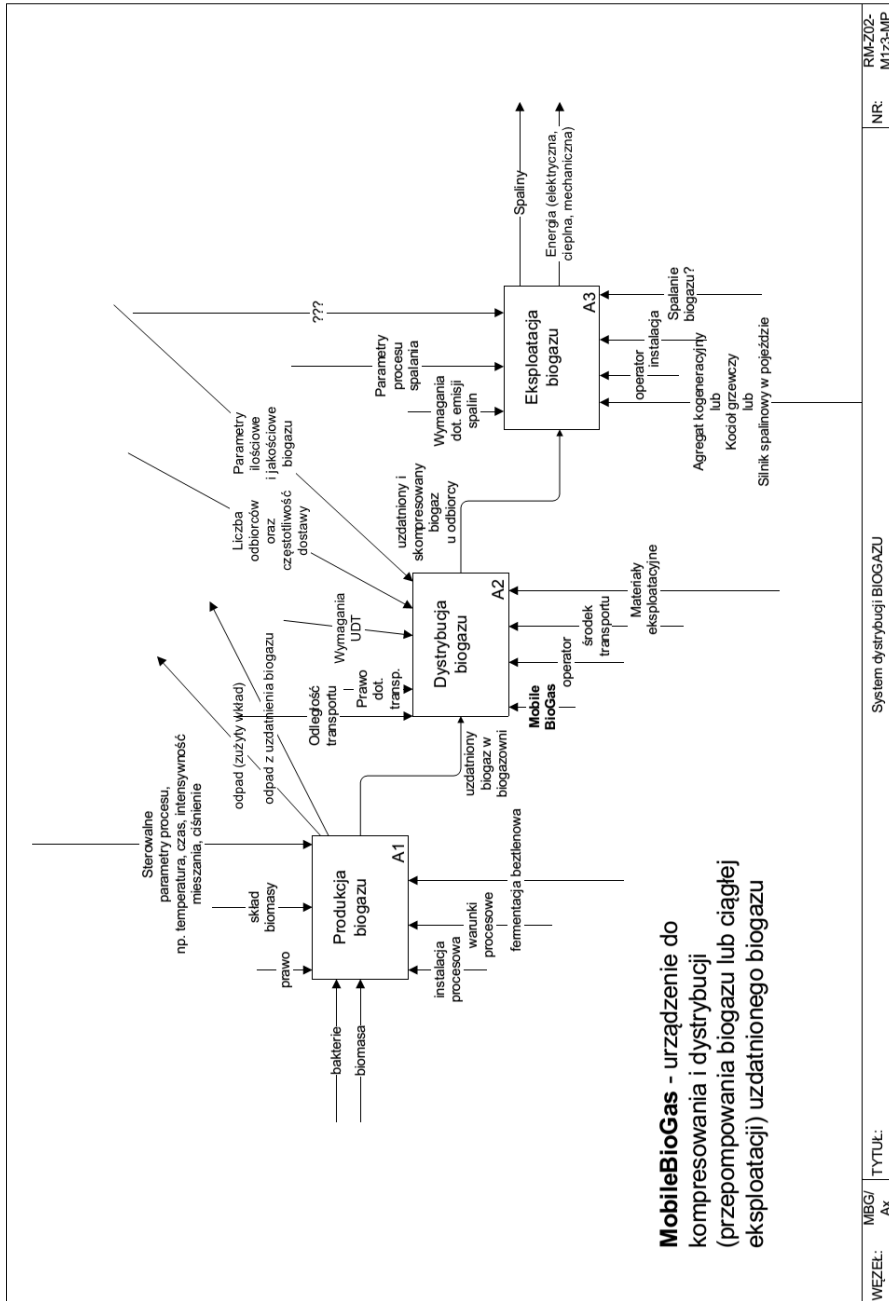
Efektom metody mapowania wg IDEF0 jest seria diagramów o strukturze hierarchicznej, a każdy schemat składa się z wielu kostek, tj. operacji, działań, połączonych ze sobą za pomocą strzałek. Strzałki wyjścia z jednej kostki są jednocześnie strzałkami wejścia dla kolejnej.

Graficzne przedstawienie systemu MobileBioGas, przy wykorzystaniu metody IDEF0, rozpoczyna się od utworzenia modelu trzech kostek ICOM. Zgodnie z graficznymi zasadami tworzenia modelu metodą IDEF0 (poziom A-0) dla procesu „System dystrybucji biogazu”, którą przedstawiono na rysunku 33, zbudowana jest z kostek reprezentujących proces oraz strzałek wejścia, wyjścia, sterowania i mechanizmów.

Następnie przedstawiono szczegółowo każdy z węzłów procesu, mianowicie:

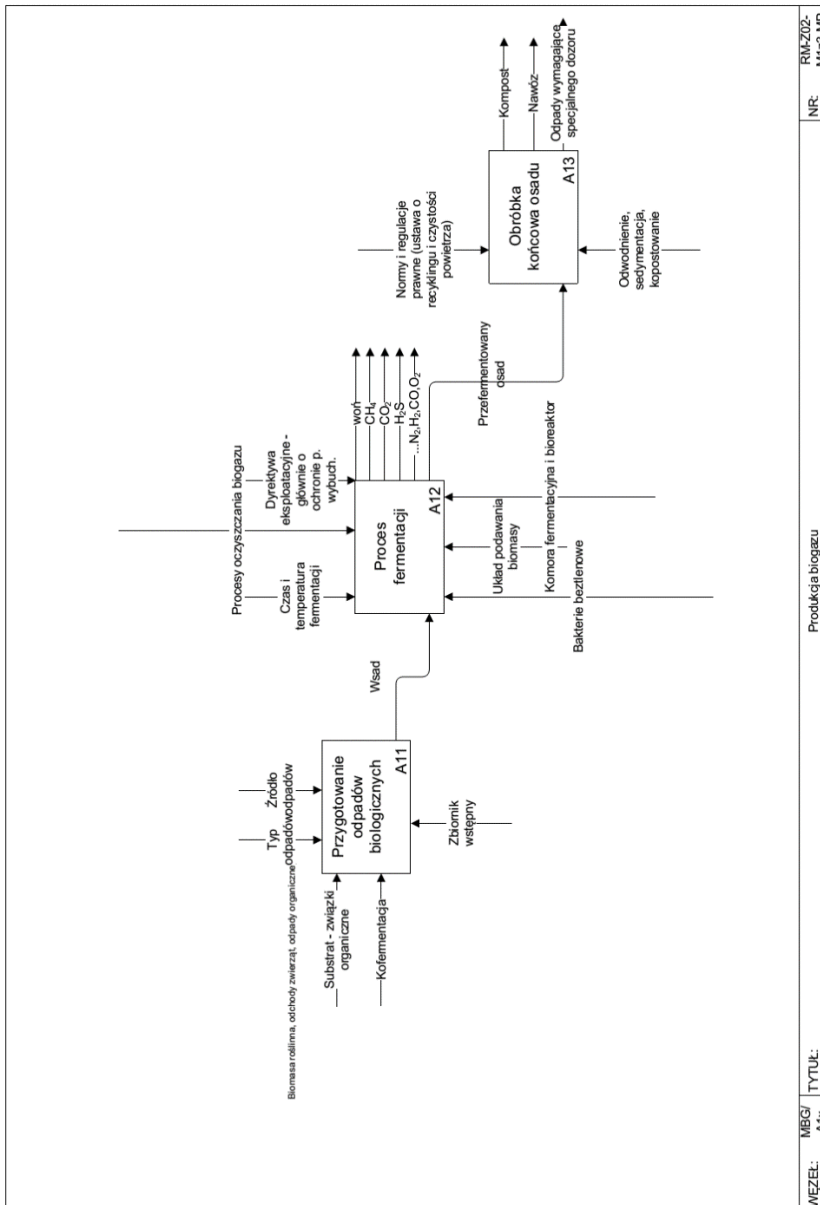
- Rysunek 34: Węzeł A1 – produkcja biogazu,
- Rysunek 35: Węzeł A2 – dystrybucja biogazu,
- Rysunek 36: Węzeł A3 – eksploatacja biogazu.

Przedstawiona powyżej metoda IDEF0 pozwoliła gruntownie i precyzyjnie odzwierciedlić część analizowanego procesu dystrybucji biogazu. Przedstawienie systemu dystrybucji biogazu techniką IDEF0 daje wiele korzyści. Po pierwsze model IDEF0 pozwolił udokumentować oraz przedstawić, na odpowiednim poziomie szczegółowości, podstawowe etapy dystrybucji biogazu począwszy od jego produkcji aż po eksploatację. Kolejny proces dostarcza informacji na temat tego, jak poszczególne operacje technologiczne i logistyczne zależą od siebie oraz jaka jest kolejność wykonywanych działań. Reasumując główną zaletą metody IDEF0 jest uchwycenie w graficzny sposób procesu dystrybucji biogazu, co pozwala na łatwiejsze jego zrozumienie i poznanie.



Rysunek 33: Widok ogólny (poziom A0) systemu MobileBioGas z widocznymi trzema węzłami A1, A2 i A3

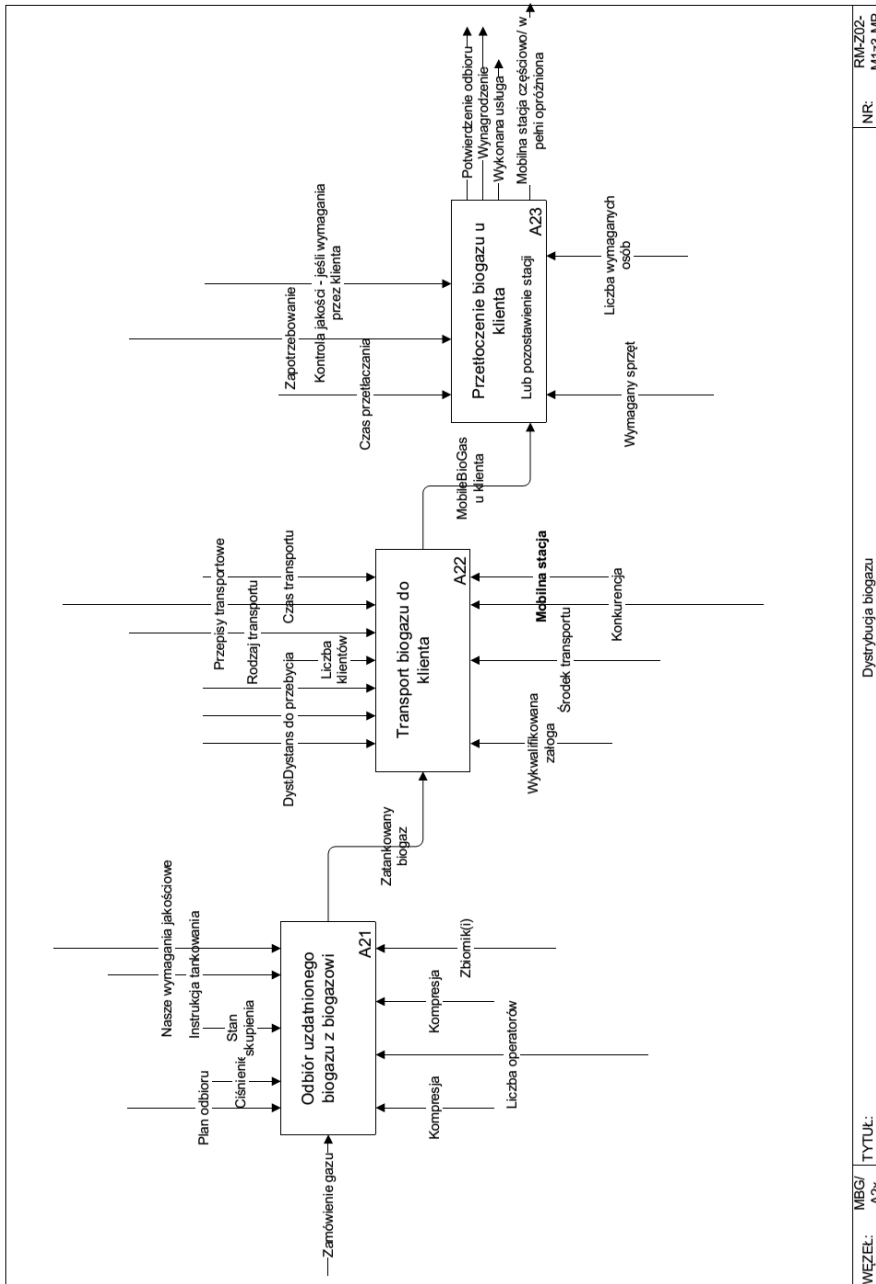
|        |          |        |                            |     |  |                |
|--------|----------|--------|----------------------------|-----|--|----------------|
| WĘZEL: | IMBG/ Ax | TYTUL: | System dystrybucji BIOGAZU | NR: |  | RM-Z02-M123-MP |
|--------|----------|--------|----------------------------|-----|--|----------------|



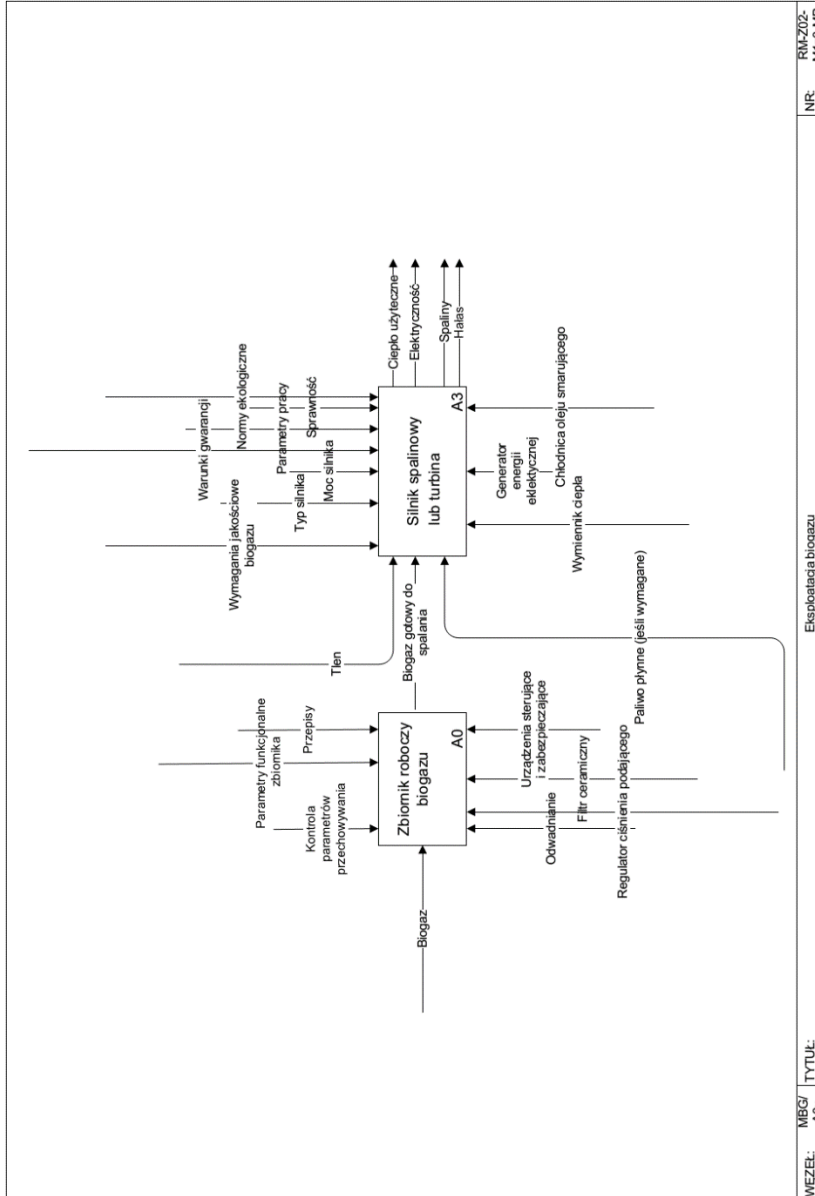
Rysunek 34: Węzeł A1 – produkcja biogazu

|       |          |        |                   |     |                  |
|-------|----------|--------|-------------------|-----|------------------|
| WZEL: | MBG/ A1x | TYTUL: | Produkcja biogazu | NR: | RW-Z02- M12-3-MP |
|-------|----------|--------|-------------------|-----|------------------|





Rysunek 35: Węzeł A2 – dystrybucja biogazu



|        |          |        |                      |     |                 |
|--------|----------|--------|----------------------|-----|-----------------|
| WEZEL: | MBG/ A3x | TYTUŁ: | Eksploatacja biogazu | NR: | RM-Z02- M12z-MP |
|--------|----------|--------|----------------------|-----|-----------------|

Rysunek 36: Węzeł A3 – eksploatacja biogazu

### 4.3. Modelowanie procesu kompresowania i przechowywania biogazu

Istotnym problemem technicznym adresowanym przy konstruowaniu Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu jest problem składowania oraz transportu gazu. Na podstawie danych literaturowych zdefiniowano, że najczęściej występującymi formami transportu gazów jest transport za pomocą rurociągów oraz transport w zbiornikach [144]. Na podstawie analizy potrzeb rynkowych zdecydowano, że najodpowiedniejszy dla Mobilnej Stacji będzie transport biogazu pod ciśnieniem w specjalnie do tego celu przeznaczonych zbiornikach. W celu opisu procesów przechowywania oraz transportu gazu, konieczne jest zapoznanie się z procesami zachodzącymi w gazie podczas sprężania. W tym rozdziale podano rozważaniom modele matematyczne opisujące parametry gazu pod ciśnieniem, które zostały opisane szerzej w literaturze [145]–[149]. Parametry wejściowe Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu zostały założone:

- pojemność wodna instalacji do transportu biogazu: 15 000 litrów,
- ciśnienie składowania biogazu: 200 bar,
- temperatura składowania: 293 K.

Równanie gazu doskonałego

Podstawowym równaniem pozwalającym na szacunkowe obliczenie parametrów gazu po sprężeniu jest równanie gazu doskonałego, zwane również równaniem *Clapeyrona*. Pozwala ono dla założonego gazu na określenie objętości płynu w zależności od liczby moli gazu, ciśnienia oraz temperatury. Pozwala to na określenie objętości gazu w transporcie. Jest to wzór uproszczony, który nie odzwierciedla rzeczywistego zachowania gazu. Jego istota pozwala na zauważenie podstawowych zależności, jakie determinują proces sprężania i składowania gazu pod ciśnieniem. Równanie to ma postać:

$$pV = nRT \quad (51)$$

gdzie:

$p$  - ciśnienie płynu [Pa]

$V$  - objętość płynu [ $m^3$ ]

$n$  - liczba moli gazu [-]

$R$  - uniwersalna stała gazowa płynu [ $\frac{J}{mol \cdot K}$ ]

$T$  - temperatura płynu [K]

Dla procesu sprężania gazu, w którym nie zmienia się liczba moli gazu, można zapisać równanie opisujące parametry biogazu:

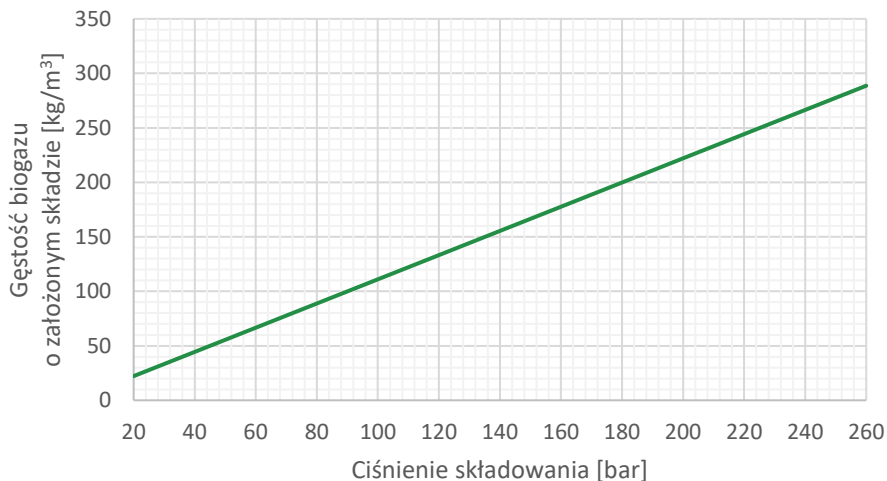
$$\frac{p_1 V_1}{T_1} = \frac{p_2 V_2}{T_2} = \text{const} \quad (52)$$

Przy założeniu, że przed i po sprężaniu gazu temperatura nie ulega zmianie, możliwe jest obliczenie objętości gazu po rozprężeniu przy znajomości ciśnienia składowania oraz objętości wodnej instalacji. Teoretyczna zależność objętości gazu po rozprężeniu od objętości wodnej instalacji przedstawiona jest na rysunku 37. Jest to zależność liniowa.



Rysunek 37. Zależność objętości gazu w warunkach normalnych od objętości wodnej instalacji przy ciśnieniu składowania 200 bar

Z powyższego równania bardzo łatwo jest wyznaczyć teoretyczną zależność gęstości gazu od ciśnienia panującego w instalacji. Ilustruje ją rysunek 38. Rozważania te są podstawą do określenia wymaganej wielkości projektowanej Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu bazując na zapotrzebowaniu klienta. Jest to podstawowy parametr systemu z uwagi na przyjętą funkcję systemu. Jednak równanie gazu doskonałego jest modelem bardzo uproszczonym, gdyż rzeczywiste gazy zachowują się inaczej.



Rysunek 38. Teoretyczna zależność gęstości gazu od ciśnienia w instalacji dla modelu gazu doskonałego

## Równanie gazu rzeczywistego

Przedstawione wcześniej równanie gazu doskonałego zakłada, że sprężane medium (w tym przypadku gaz) jest płynem idealnie ściśliwym. W rzeczywistości natomiast, objętość gazu zajmowanego przez gaz rzeczywisty jest przeważnie mniejsza niż jego idealnego odpowiednika [150]. Różnica ta nazywana jest współczynnikiem ściśliwości, a określa się ją jako stosunek objętości gazu rzeczywistego do objętości, jaką zajmowałby ten gaz będąc gazem idealnym, a wszystko to przy danym ciśnieniu  $p$  i temperaturze  $T$  [150]:

$$Z = \frac{\text{Objętość gazu rzeczywistego (p, T)}}{\text{Objętość gazu traktowanego jako gaz idealny (p, T)}} \quad (53)$$

Powyższy współczynnik przyczynił się do powstania równania gazu rzeczywistego, które jest modyfikacją równania Clapeyrona [151]:

$$pV = ZnRT \quad (54)$$

gdzie:

$p$  - ciśnienie płynu [ $Pa$ ],

$V$  - objętość płynu [ $m^3$ ],

$n$  - liczba moli gazu [-],

$R$  - uniwersalna stała gazowa płynu [ $\frac{J}{mol \cdot K}$ ],

$T$  - temperatura płynu [ $K$ ],

$Z$  - współczynnik ściśliwości [-].

W warunkach normalnych, współczynnik ściśliwości gazów rzeczywistych przyjmuje się na poziomie 1 co znaczy, że traktuje się je wtedy jako gazy idealne [150]. Przy wzroście ciśnienia i temperatury, wartość tego współczynnika zmienia się znacznie, spadając nawet do wartości poniżej 0,2. Oznacza to, że określona liczba moli gazu (płynu) w określonej temperaturze i ciśnieniu zajmuje mniejszą objętość niż jego rzeczywisty odpowiednik. Fakt ten jest bezpośrednią przyczyną konieczności weryfikacji tego współczynnika dla transportowanego biogazu, gdyż ma to bezpośrednie przełożenie na ilość transportowanego gazu, a tym samym na spodziewane przychody z jednego transportu. Na potrzeby wstępnej analizy procesu sprężania biogazu zdecydowano się na przyjęcie jednego z modeli matematycznych opisujących parametry gazu po sprężeniu w oparciu o równanie gazu rzeczywistego. Według [151], współczynnik ściśliwości jest funkcją zredukowanego ciśnienia i zredukowanej temperatury, które z kolei zależą od warunków ciśnienia i temperatury w jakich znajduje się gaz oraz od punktu krytycznego gazu, który jest zależny od składu chemicznego płynu. Wyznaczając współczynnik ściśliwości gazu, posłużono się w niniejszej pracy metodą opracowaną przez Kay [152]. Metoda ta pozwala na wyznaczenie współczynnika ściśliwości mieszaniny gazów z dokładnością do 15% [150]. Celem wyznaczenia wartości współczynnika  $Z$ , konieczne jest posłużenie się wykresem zależności tego współczynnika od pseudozredukowanych temperatury i ciśnienia (rysunek 39), wyznaczonych z zależności [151]:

$$T_{pr} = T/T_{pc} \quad (55)$$

$$p_{pr} = p/p_{pc} \quad (56)$$

Gdzie:

$T_{pr}$  - temperatura pseudozredukowana [K],

$T_{pc}$  - temperatura pseudokrytyczna [K],

$T$  - temperatura gazu [K],

$p_{pr}$  - ciśnienie pseudozredukowane [Pa],

$p$  - ciśnienie gazu [Pa],

$p_{pc}$  - ciśnienie pseudokrytyczne [Pa].

Poszczególne wartości pseudokrytyczne wyznaczyć można z równań [151]:

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n T_{ci}Y_i \quad (57)$$

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^n p_{ci}Y_i \quad (58)$$

Gdzie:

$y_i$  - ułamek molowy danego płynu w mieszaninie [-]

Przy użyciu diagramu (rysunek 39) oraz przy znajomości wyznaczonych parametrów pseudozredukowanych, możliwe jest wyznaczenie współczynnika ściśliwości gazu w przyjętym modelu matematycznym dla założonego ciśnienia oraz temperatury gazu w transporcie w zależności od jego składu chemicznego. Model ten pozwala również na określenie, który ze składników biogazu ma najbardziej znaczący wpływ na współczynnik ściśliwości oraz jak wpływa zmiana udziału procentowego metanu na wartość tego współczynnika. Do obliczeń współczynnika ściśliwości biogazu wybrany został jego skład na podstawie wyników pomiarów składu biogazu z pięciu biogazowni (tabela 49): Bazując na obliczeniach przedstawionych w [152] obliczone zostały wartości współczynnika ściśliwości biogazu dla wybranych wartości ciśnień (tabela 50).

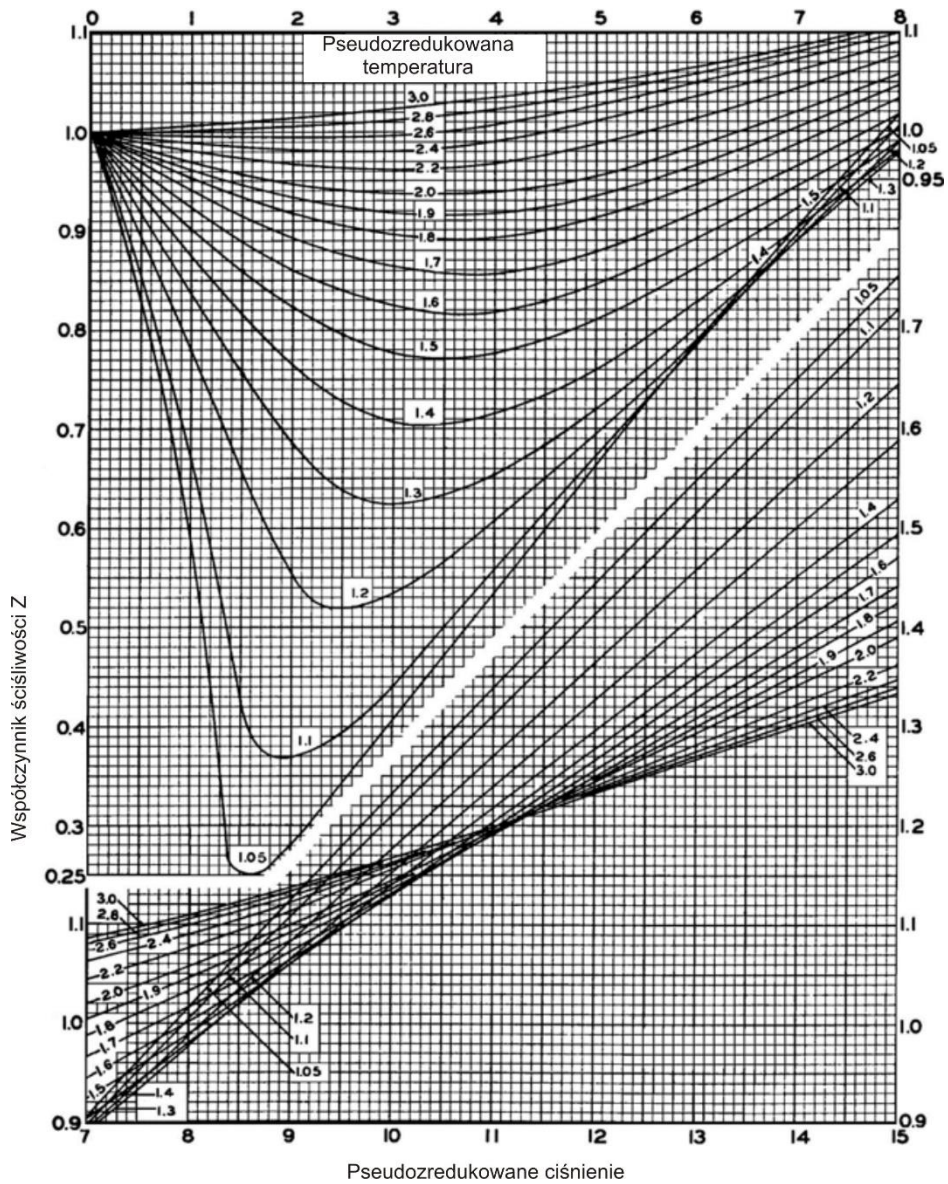
Biorąc pod uwagę wartości współczynnika ściśliwości biogazu wyznaczona została teoretyczna zależność opisująca gęstość biogazu o założonym składzie w zależności od ciśnienia, do jakiego został sprężony przy uwzględnieniu modelu gazu rzeczywistego. Dla porównania, przedstawione zostały wartości gęstości wyznaczone z modelu gazu idealnego. Zależności te przedstawiono na rysunku 40.

Tabela 49. Skład biogazu stanowiący podstawę do obliczeń współczynnika ściśliwości gazu

| Składnik         | % wag. | Masa atomowa [u] | Masa składnika [g/mol] | Ułamek moliowy [-] | Temperatura [K] | Ciśnienie [bar] |
|------------------|--------|------------------|------------------------|--------------------|-----------------|-----------------|
| CH <sub>4</sub>  | 54,730 | 16,000           | 8,757                  | 0,324              | 190,410         | 45,990          |
| CO <sub>2</sub>  | 34,990 | 44,000           | 15,396                 | 0,569              | 303,978         | 73,773          |
| O <sub>2</sub>   | 0,340  | 32,000           | 0,109                  | 0,004              | 154,400         | 50,400          |
| N <sub>2</sub>   | 9,945  | 28,000           | 2,785                  | 0,103              | 431,000         | 101,000         |
| NH <sub>3</sub>  | 0,013  | 17,000           | 0,002                  | 0,000              | 406,000         | 114,200         |
| H <sub>2</sub> S | 0,010  | 34,000           | 0,003                  | 0,000              | 258,600         | 90,000          |

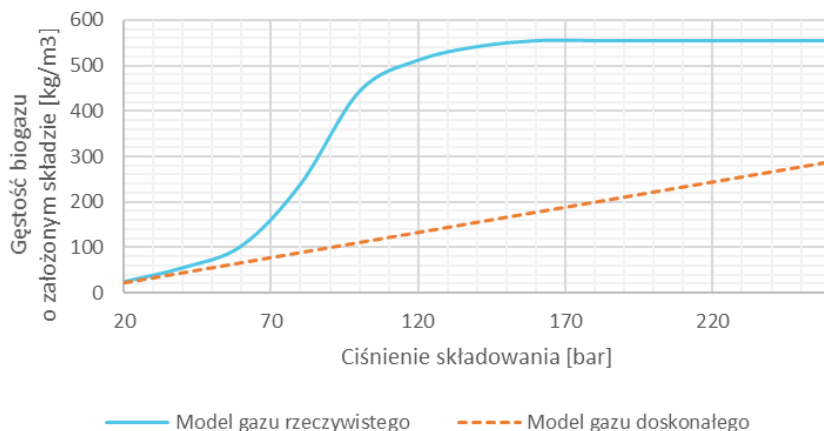
Tabela 50. Obliczenia współczynnika z dla biogazu o przyjętym składzie chemicznym wg tabeli 49.w temperaturze 293 K

| Ciśnienie [bar] | Ciśnienie pseudo zredukowane | Temperatura pseudo zredukowana | Współczynnik Z |
|-----------------|------------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1               | 0,015                        | 1,048                          | 1              |
| 20              | 0,296                        | 1,048                          | 0,9            |
| 40              | 0,593                        | 1,048                          | 0,8            |
| 60              | 0,889                        | 1,048                          | 0,64           |
| 80              | 1,185                        | 1,048                          | 0,37           |
| 100             | 1,482                        | 1,048                          | 0,25           |
| 120             | 1,778                        | 1,048                          | 0,26           |
| 140             | 2,075                        | 1,048                          | 0,29           |
| 160             | 2,371                        | 1,048                          | 0,33           |
| 180             | 2,667                        | 1,048                          | 0,37           |
| 200             | 2,964                        | 1,048                          | 0,4            |



Rysunek 39. Diagram do wyznaczania współczynnika ściśliwości na podstawie wartości pseudozredukowanych ciśnienia i temperatury. na podstawie [151]





Rysunek 40. Zależność gęstości biogazu od ciśnienia dla przyjętego składu oraz dla modelu gazu rzeczywistego

Z wykresu wynika, że współczynnik ściśliwości ma istotny wpływ na parametry sprężonych gazów. Przy założeniu współczynnika ściśliwości wg modelu [152] można zauważyć, że gęstość gazu pod ciśnieniem gwałtownie wzrasta w początkowej fazie sprężania, po czym osiąga niemal ustabilizowaną wartość niezależnie od dalszego sprężania. Wykres ten pokazuje, jakie rozbieżności występują między modelem gazu idealnego, a rzeczywistego.

#### Określenie parametrów sprężonego biogazu w oparciu o model gazu rzeczywistego

W wyniku wyznaczenia współczynnika ściśliwości biogazu, określone zostały parametry masowe i objętościowe transportowanego gazu przy założonym składzie biogazu oraz zapotrzebowaniu wybranego przedsiębiorstwa.

Podobnie jak w przypadku obliczeń dla modelu gazu doskonałego, podczas procesu sprężania gazu rzeczywistego można zapisać równanie opisujące parametry biogazu przy założeniu, że podczas sprężania ilość moli gazu oraz temperatura nie ulegają zmianie. Równanie to ma postać:

$$\frac{p_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{p_2 V_2}{Z_2 T_2} = \text{const} \quad (59)$$

Przyjmuje się, że dla ciśnienia atmosferycznego gaz zachowuje się jak gaz idealny [150]. To pozwala na wyznaczenie wymaganej objętości wodnej instalacji do składowania i transportu biogazu (Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu) przy zadanym ciśnieniu składowania, ilości gazu w  $\text{nm}^3$  oraz obliczonym współczynnikiem ściśliwości. Parametry biogazu oraz Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu, parametry stanowiące podstawy do obliczeń przedstawione są w tabeli 51.

Tabela 51. Założone parametry biogazu oraz stacji

| Skład Biogazu             | CH <sub>4</sub> | CO <sub>2</sub> | O <sub>2</sub> | N <sub>2</sub>     |
|---------------------------|-----------------|-----------------|----------------|--------------------|
|                           |                 | 54,73%          | 34,99%         | 0,340%             |
| Zapotrzebowanie na biogaz | 10 000          |                 |                | [nm <sup>3</sup> ] |
| Ciśnienie                 | 200             |                 |                | [bar]              |
| Temperatura               | 293             |                 |                | [K]                |
| Współczynnik ściśliwości  | 0,4             |                 |                | [-]                |

Przekształcając powyższy wzór oraz zakładając, że temperatura gazu przed i po sprężeniu nie ulega zmianie można otrzymać:

$$\frac{p_1 V_1 Z_2}{Z_1 p_2} = V_2 \quad (60)$$

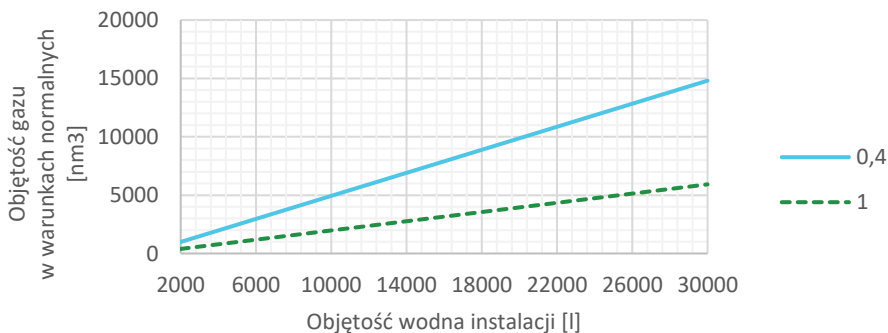
gdzie:

- $p_1$  - ciśnienie gazu w warunkach normalnych [Pa],
- $p_2$  - ciśnienie gazu po sprężeniu [Pa],
- $V_1$  - objętość gazu w warunkach normalnych [nm<sup>3</sup>],
- $V_2$  - objętość gazu sprężonego do ciśnienia 200 barów [nm<sup>3</sup>],
- $Z_1$  - współczynnik ściśliwości w warunkach normalnych [-],
- $Z_2$  - współczynnik ściśliwości biogazu pod ciśnieniem 200 barów [-].

Objętość gazu sprężonego do ciśnienia 200 barów odpowiada wymaganej objętości jednego transportu biogazu w celu zaspokojenia założonego zapotrzebowania na biogaz. Po podstawieniu wartości liczbowych do powyższego wzoru otrzymano, że objętość wodna jednego transportu biogazu o założonych parametrach do odbiorcy powinna wynosić:

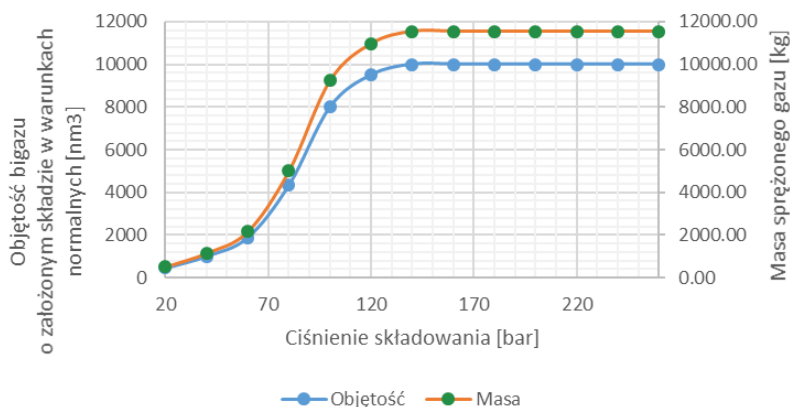
$$V_2 = 20\,260\text{ l} \quad (61)$$

Na rysunku 41 przedstawiono porównanie modelu gazu doskonałego oraz modelu gazu rzeczywistego pod kątem objętości gazu w warunkach normalnych w funkcji objętości wodnej instalacji dla danego składu chemicznego gazu oraz ciśnienia składowania.



Rysunek 41. Zależność objętości gazu po rozprężeniu od objętości wodnej instalacji dla założonego składu biogazu oraz ciśnienia składowania 200 bar

Dla założonych parametrów, przedstawiono również izotermiczną krzywą sprężania biogazu (rysunek 42). Przedstawia ona przyrost masy gazu oraz objętości zatankowanego biogazu w warunkach normalnych w funkcji ciśnienia.



Rysunek 42: Izotermiczna krzywa sprężania biogazu dla modelu gazu rzeczywistego

Współczynnik  $z$  ma istotne znaczenie w procesie sprężania i transportu biogazu, gdyż determinuje on ilość gazu przewożonego w jednym transporcie oraz masę całej stacji, która ma bezpośrednie przełożenie na wytrzymałość konstrukcji.

#### 4.4. Modelowanie urządzeń do transportu biogazu

Określone zapotrzebowanie klienta na biogaz określa minimalną objętość wodną instalacji, która powinna wynosić 20 260 l. Przyjęto, że Stacja zbudowana zostanie na bazie kontenera 20 stopowego wg normy [153]. Założono, że jednorazowo będą transportowane dwa kontenery co powoduje, że Mobilna Stacja powinna posiadać minimum 10 130 litrów pojemności wodnej. W celu zachowania zgodności z wymaganiami ADR<sup>3</sup> dotyczącymi dopuszczalnej objętości wodnej pojedynczej sekcji konieczne jest zastosowanie minimum 4 zbiorników w przypadku planowania objętości stacji na poziomie 10 000 litrów. Z uwagi na cylindryczny kształt zbiorników, wraz ze wzrostem ich rozmiarów coraz trudniej jest wypełnić dokładnie całą dostępną przestrzeń wewnątrz obrysu kontenera, przez co kontenerowa wiązka butlowa będzie składała się z wielu butli połączonych ze sobą kolektorem.

##### Opis wieloelementowego kontenera do transportu biogazu

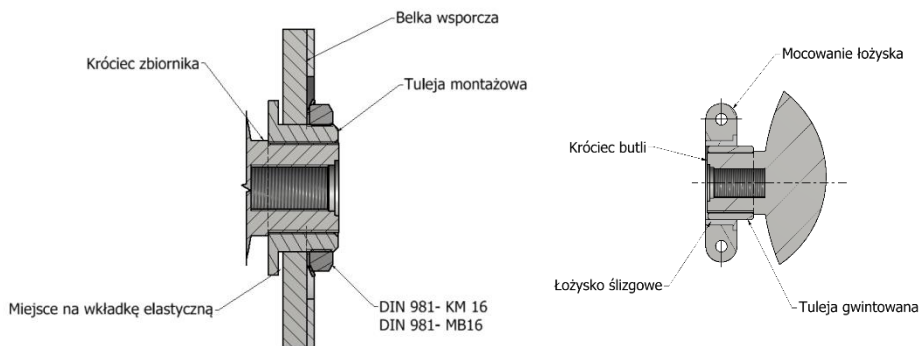
Zaprojektowana Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu została wyposażona w zbiorniki kompozytowe typu CNG-3, oferowane m. in. przez słuską firmę Stako. W przyjętej formie geometrycznej zdecydowano się zastosować zbiorniki o średnicy zewnętrznej 394 mm.

<sup>3</sup> ADR - (fr. *L' Accord européen relatif au transport international des marchandises Dangereuses par Route*) - międzynarodowa konwencja dot. drogowego przewozu towarów i ładunków niebezpiecznych

Długość zbiorników została dobrana na bazie dostępnej przestrzeni wewnątrz obrysu kontenera z następującymi założeniami:

- odległość górnego króćca zbiornika od powierzchni górnej kontenera wyznaczonej przez jego naroża wynosi około 130 mm. Podyktowane jest to koniecznością umieszczenia instalacji gazowej nad zbiornikami,
- odległość dolnego króćca zbiornika od powierzchni dolnej kontenera wyznaczonej przez jego dolne naroża wynosi około 100 mm. Podyktowane jest to wymogami ADR oraz koniecznością zastosowania korka [154].

Określono długość zbiornika wynosząca 2 360 mm. Założony sposób mocowania zbiornika polega na zastosowaniu dwóch podpór, jednej stałej i jednej przesuwnej, gdzie stała podpora znajduje się w dolnej części zbiornika. Schemat podpory stałej oraz przesuwnej przedstawiony jest na rysunku 43. Przyjęto, że króciec zbiornika jest gwintowany, co stworzyło konieczność zaprojektowania połączenia z uwzględnieniem tulei montażowej, która będzie promieniowo ustalała zbiornik względem belki wsporczej. Wkładka elastyczna znajdująca się między kołnierzem tulei montażowej oraz belką wsporczą ma za zadanie minimalizację transmisji drgań z konstrukcji kontenera na zbiornik i odwrotnie. Z uwagi na to, że górna podpora jest przesuwna, cała masa zbiornika spoczywa na jego dolnym mocowaniu. To sprawia, że górne podparcie pełni jedynie funkcję podtrzymującą ją w przypadku obciążeń poprzecznych i/lub wzdłużnych. Konsekwencją tego jest łatwy demontaż zbiornika, gdyż po usunięciu górnej podpory, butla dalej będzie zamocowana w ramie.



Rysunek 43: Schemat stałej (po lewej) oraz przesuwnej (po prawej) podpory zbiornika

Zaprojektowana Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu powinna posiadać zbiór cech, które umożliwią jej długą, bezawaryjną i bezpieczną pracę przy jak najmniejszym koszcie wytworzenia oraz eksploatacji, jak również przy najmniejszym wpływie na środowisko. Konstrukcja powinna cechować się jak najwyższym poziomem bezpieczeństwa. Jest to szczególnie istotne z uwagi na transportowane medium jakim jest palny gaz. W kwestii bezpieczeństwa istotne jest również zachowanie się zbiornika w momencie uderzenia, które na podstawie przeprowadzonych badań wskazują uderzenie boczne jako korzystniejsze z punktu widzenia późniejszej eksploatacji zbiornika oraz jego ewentualnego zniszczenia [155]–[157].

Dla kontenerowych wiązek butlowych, a więc i Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu, cechy świadczące o niezawodności układu takie jak wymagana trwałość elementów czy warunki serwisowania są warunkowane stosownymi normami, podobnie jak w przypadku bezpieczeństwa. Istotnym czynnikiem pozwalającym na długotrwałą eksploatację projektowanej konstrukcji jest jej odporność na warunki atmosferyczne. Założonym materiałem na ustrój nośny stacji jest stal trudnordzewiejąca typu Cor-Ten, która zapewnia wieloletnią eksploatację bez występowania negatywnych skutków korozji. W tym miejscu konieczna jest również analiza stanu zużycia [158], co pozwoli na odpowiednio wczesne wykrycie uszkodzeń oraz zapewnienie prawidłowej eksploatacji.

Projektowany obiekt, przy zastosowaniu zbiorników kompozytowych typu CNG-3 powoduje, że masa własna stacji jest znacznie zredukowana względem konkurencyjnych rozwiązań opartych na zbiornikach stalowych. Mniejsza masa wiąże się również ze zmniejszeniem ilości zastosowanego materiału, co skutkuje mniejszymi kosztami produkcji danego rozwiązania. Masa zbiorników jest kosztem koniecznym, który trzeba ponieść przy zastosowaniu zbiorników typu CNG-3 oraz przyjętej formy geometrycznej.

Ekonomiczność zaprojektowanego rozwiązania mierzona jest objętością gazu, który jest możliwy do przetransportowania. Ta wartość jest tym większa, im większa jest objętość wodna Mobilnej Stacji oraz im wyższe jest ciśnienie, do którego biogaz będzie sprężony. Widok modelu 3D zaprojektowanej stacji przedstawiony jest na rysunku 44.



*Rysunek 44. Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu. Widok modelu 3D*

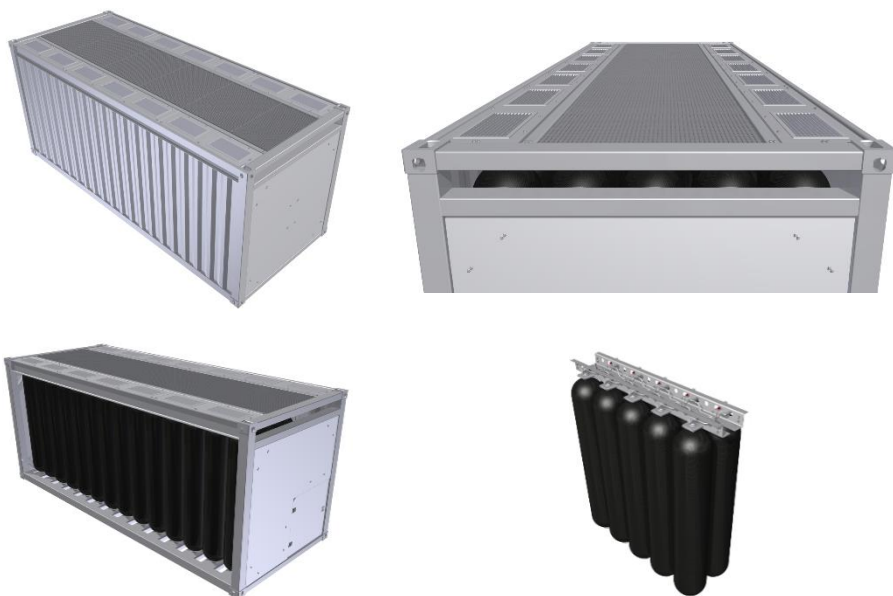
Przy projektowaniu Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu kierowano się tym, by zapewnić jak najłatwiejsze jej wykonanie, a co za tym idzie, by koszty produkcji były możliwie jak najmniejsze. Zrealizowano to za pomocą modularyzacji konstrukcji. Zapewni to nową jakość tego typu produktów zarówno dla klienta, jak i producenta. Dzięki modularyzacji możliwe będzie dodanie lub odjęcie kolejnej funkcjonalności za pomocą zmiany tylko jednego z modułów stacji. Portfolio oferowanych produktów będzie mogło więc spełnić

oczekiwania szerszego spektrum odbiorców mimo zmniejszenia liczby dostępnych modeli. Dzięki takiemu podejściu, możliwe jest znaczne zredukowanie liczby komponentów (referencji) użytych do projektowania gotowego produktu co znacząco ułatwi proces produkcyjny. Dzięki uproszczonemu systemowi produkcji gotowe Mobilne Stacje Dystrybucji Biogazu będą mogły być produkowane szybciej i lepiej będą odpowiadały na potrzeby klientów. Na podstawie powyższych założeń oraz wymagań rynku, zaprojektowano pełnowymiarową Mobilną Stację Dystrybucji Biogazu w formie Wieloelementowego Kontenera do Gazu (MEGC). Kontener ten spełnia wymagania norm ISO stosowanych dla kontenerów przeznaczonych do transportu gazów oraz wymagania umowy ADR.

Zaprojektowana stacja pozwala na jednorazowy transport drogowy nawet 14 768 nm<sup>3</sup> biogazu o składzie CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> równym 54,73%/34,99% o łącznej masie 17 060 kg pod ciśnieniem 200 bar przy zastosowaniu naczepy kontenerowej pozwalającej na transport dwóch kontenerów. Pojemność wodna zbiorników w pojedynczym kontenerze wynosi 14 960 litrów dzięki zastosowaniu 68 zbiorników o pojemności 220 litrów każdy i pozwala na transport 7 384 nm<sup>3</sup> biogazu. Model 3D opracowanego rozwiązania przedstawiony jest na rysunku 45. Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu jest zabudowana w formie standardowego kontenera ISO 20 stopowego.

Głównymi elementami składowymi konstrukcji są:

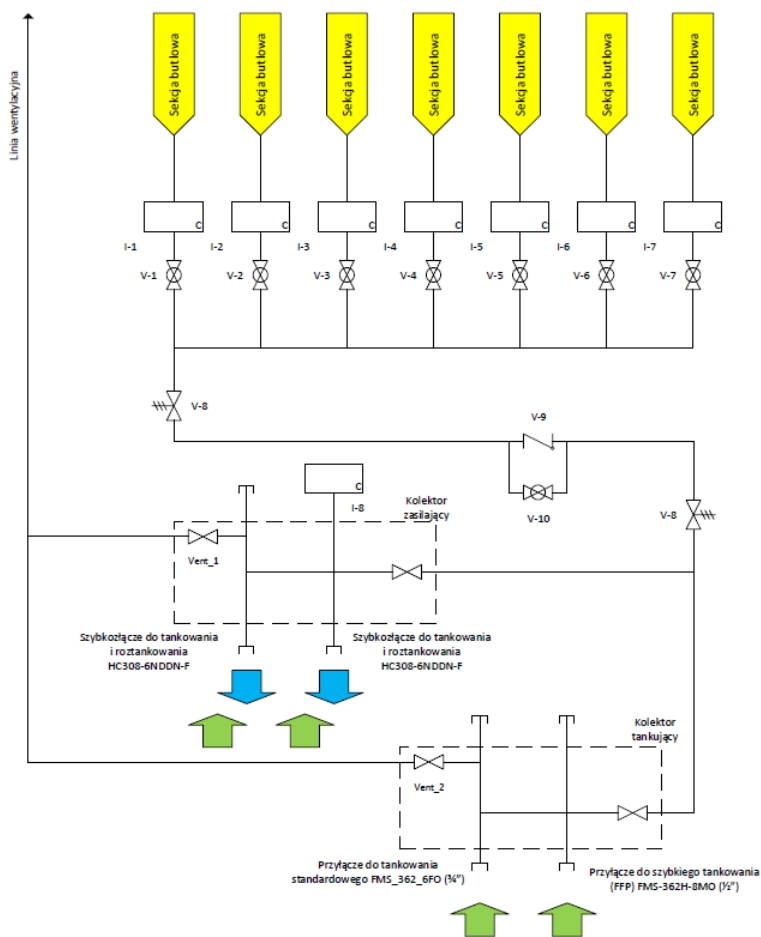
- oprzyrządowanie i orurowanie,
- sekcje butlowe,
- rama nośna.



Rysunek 45. Widoki modelu 3D Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

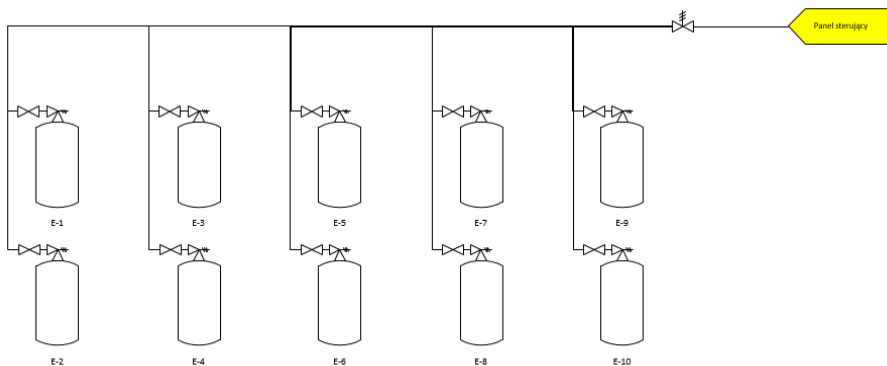
## Oprzężowanie i orurowanie

Oprzężowanie i orurowanie zaprojektowanej Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu składa się z dwóch części. Pierwszą z nich jest panel sterujący, który jest częścią modułu 8 zbiorników (moduł, w skład którego wchodzi dodatkowo zawory odcinające poszczególne sekcje, główny zawór odcinający oraz dwa kolektory, jeden do tankowania (tankujący) a drugi służący do roztankowania i tankowania (zasilający). Przewidziano dodatkowo również linię wentylacyjną, która umożliwia uwolnienie gazu do atmosfery w razie takiej konieczności. Drugą częścią instalacji jest sekcja butlowa, w której skład wchodzi 6 sekcji zawierających po 10 zbiorników każda. Każda z tych sekcji zamykana jest osobnym zaworem jak również posiada osobny zawór bezpieczeństwa aktywowany temperaturowo oraz ciśnieniowo (Pressure Relief Device). Na rysunku 46 przedstawiono schemat P&ID panelu kontrolnego opracowanego rozwiązania.



Rysunek 46. Schemat P&ID Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu.

Każda sekcja wyposażona jest w zawór bezpieczeństwa (*PRD*). Dodatkowo, każdy zbiornik może być odcięty od instalacji poprzez zakręcenie indywidualnego zaworu butlowego dla każdego zbiornika osobno. Na rysunku 47 przedstawiono schemat P&ID (ang. Piping and instrumentation diagram [161]) wybranej sekcji butlowej zawierającej 10 zbiorników.



Rysunek 47. Schemat P&ID Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu, c.d.

### Sekcje butlowe jako moduły

Konstrukcja Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu cechuje się zastosowaniem modułów, które mogą być w prosty sposób wymienione na inne w ramach tego samego sposobu montażu oraz podobnego sposobu produkcji. Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu zawiera 68 zbiorników, każdy o pojemności 220 litrów. Zgodnie z wymaganiami ADR, dopuszczalne jest stosowanie zbiorników połączonych ze sobą jednym kolektorem, jednak ich łączna objętość wodna nie może przekroczyć 3 000 litrów [154]. Zdecydowano się na zastosowanie 7 segmentów, 6 z nich o pojemności 2 200 l tworzących moduł A oraz jeden segment o pojemności 1 760 l tworząc moduł B, który dodatkowo jest wyposażony w panel sterujący. Takie podejście znacząco ułatwia proces produkcyjny oraz pozwala na zredukowanie magazynów produkcyjnych. Zarówno moduł A jak i B są mocowane do ramy kontenera w taki sam sposób. Stwarza to możliwość dostosowania całej konstrukcji do potrzeb klienta.

#### Moduł A

Jeden pełny segment zawiera 10 zbiorników CNG-3. Każdy z tych segmentów składa się z tych samych komponentów i może być montowany niezależnie od konstrukcji nośnej kontenera. W jego skład wchodzi pełne oprzyrządowanie i orurowanie. Dzięki zastosowaniu rozłącznych połączeń przewodów gazowych, możliwe jest wymontowanie i zamontowanie tego modułu bezpośrednio w ramie nośnej kontenera bez konieczności demontażu pozostałych segmentów. Jest to duża zaleta, jeśli chodzi o eksploatację i serwisowanie Mobilnej Stacji.



### *Moduł B*

Moduł ten składa się z 8 zbiorników CNG-3, oprzyrządowania i orurowania oraz panelu sterującego. Jest on umieszczony przy ścianie przedniej kontenera, która dzięki zastosowaniu drzwi umożliwia dostęp do zaworów na panelu sterującym. Widok modelu 3D modułów A oraz B przedstawiony jest na rysunku 48.

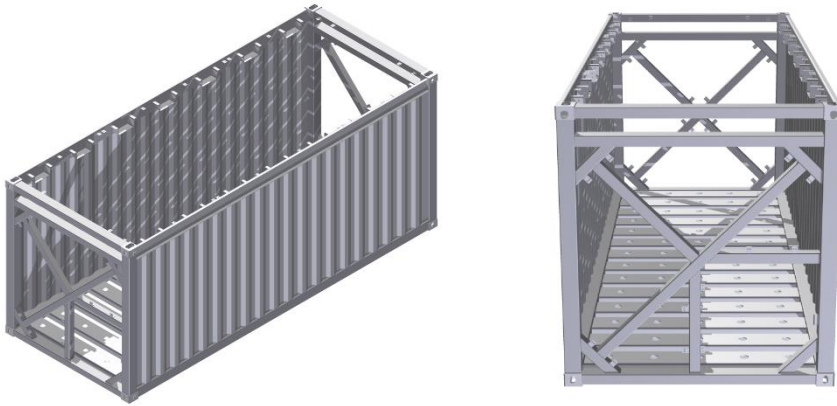


*Rysunek 48. Widok modelu 3D sekcji butlowej*

### **Rama nośna**

Główną funkcją ramy nośnej jest utrzymywanie zbiorników transportujących biogaz oraz zapewnienie bezpieczeństwa konstrukcji poprzez odporność na obciążenia wynikające z eksploatacji stacji. Jest to ustrój w całości wykonany ze stali dobrze spawalnej oraz odpornej na działanie warunków atmosferycznych. Naroża zaczepowe dobrano na podstawie dostępności u krajowych dostawców jako elementy standardowe. Cała konstrukcja (profile) natomiast została wykonana ze stali S355J0WP. Wszystkie komponenty są połączone ze sobą techniką spawania, co zapewnia odporność na trudne warunki środowiskowe.

Rama nośna została zaprojektowana z uwzględnieniem założonych kryteriów oceny. Wytrzymałość konstrukcji, a w tym jej bezpieczeństwo zostało potwierdzone poprzez analizę wytrzymałościową przy użyciu Metody Elementów Skończonych, która została opisana w dalszej części książki. Dzięki temu dobrane zostały odpowiedniej grubości profile oraz elementy konstrukcyjne zapewniające optymalne wyężenie konstrukcji. Efektem takiego działania była minimalizacja masy ramy nośnej, a tym samym całej stacji. Widok 3D modelu ramy nośnej Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu przedstawiono na rysunku 49.



*Rysunek 49. Widok 3D modelu ramy nośnej Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu*

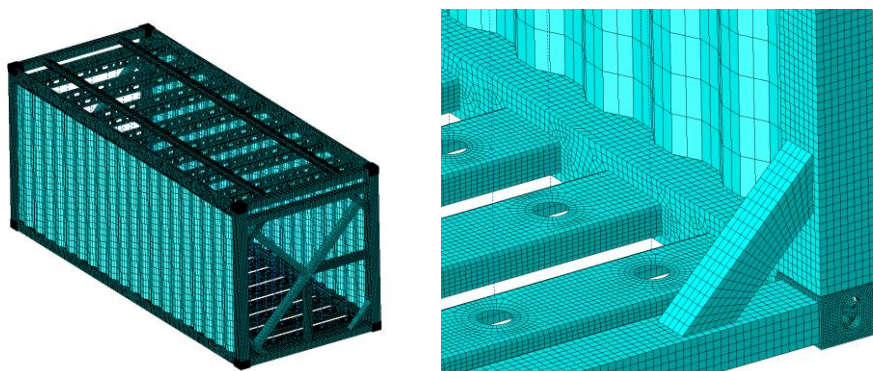
Profile zastosowane do budowy ramy nośnej są w większości profilami standardowymi, a te niestandardowe są możliwe do wykonania technologią gięcia na zimno. W skład tego podzespołu wchodzi 13 różnych komponentów (referencji), z których większość jest wykorzystana wielokrotnie. Opisywana konstrukcja nośna pozwala na umieszczenie w niej 7 modułów typu A oraz B, jak również innych ich wariantów, co będzie opisane w dalszej części książki. Podobnie jak cała Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu, również rama nośna jest konstrukcją modułową, co wpływa bezpośrednio na jej proces produkcyjny. Ten omówiony będzie szerzej w dalszej części książki.

#### **Analiza wytrzymałościowa Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu przy użyciu Metody Elementów Skończonych**

Rama nośna kontenera jako złożenie odpowiadające za bezpieczeństwo oraz spełnienie wymagań i norm, powinna cechować się dostateczną wytrzymałością doraźną, udarową i zmęczeniową. W niniejszym podrozdziale przedstawiono analizę wytrzymałości doraźnej Metodą Elementów Skończonych oraz omówiono jej wyniki.

#### **Opracowanie modelu geometrycznego oraz modelu dyskretnego**

Model geometryczny 3D (objętościowego) pierwszej wersji ramy nośnej został uproszczony do postaci objętościowo-powierzchniowej w celu jego dyskretyzacji. Takie podejście umożliwiło ograniczenie liczby elementów w modelu, a tym samym znacznie skróciło czas obliczeń numerycznych. Wszystkie osiem naroży zaczepowych zdyskretyzowano elementami objętościowymi wyższego rzędu typu C3D10, natomiast pozostałą część ustroju nośnego elementami powierzchniowymi niższego rzędu typu S4R. Widok modelu dyskretnego przedstawiono na rysunku 50.



Rysunek 50. Model dyskretny pierwszej wersji Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

### Model obliczeniowy

Do obliczeń numerycznych przy zastosowaniu MES został dobrany układ jednostek przedstawiony w tabeli 52. Przyjęto liniowy model materiału, ponieważ w żadnym przypadku obliczeniowym nie zakłada się uplastycznienia materiału. Grubości profili przyjęto zgodnie z modelem geometrycznym.

Tabela 52. Dane materiałowe przyjęte w obliczeniach numerycznych

| Masa | Wymiary | Siła | Naprężenia | Gęstość stali | Moduł Younga stali | Przyspieszenie ziemskie |
|------|---------|------|------------|---------------|--------------------|-------------------------|
| [kg] | [mm]    | [N]  | [MPa]      | 7.83 e-9      | 2.07 e5            | 9810                    |

Poszczególne elementy składowe modelu zostały ze sobą połączone odpowiednimi łącznikami. Połączenia spawane zostały zamodelowane jako wiązanie sztywne, natomiast połączenia skręcane jako połączenia sztywnymi elementami prętowymi uzupełnione dodatkowo kontaktem między dwoma łączonymi powierzchniami. Zbiorniki w uproszczonym modelu zostały zamodelowane jako sztywne pręty, z punktem masowym w środku swojej długości o masie odpowiadającej masie zbiornika oraz transportowanego gazu. Każdy króciec butli został zamocowany do ramy dolnej oraz pośredniej kontenera za pomocą wiązania sztywnego.

Analizę wytrzymałości doraźnej Metodą Elementów Skończonych wykonano dla wszystkich przypadków obciążenia zdefiniowanych w normie [159] oraz umowie ADR [154], które zostały przedstawione zbiorczo w tabeli 53.

W niniejszej książce przedstawiono jedynie wybrane wyniki analizy, dla warunków brzegowych przedstawionych w tabeli 54.

Tabela 53: Opis przypadków obciążenia. Opracowane własne na podstawie [154], [159]

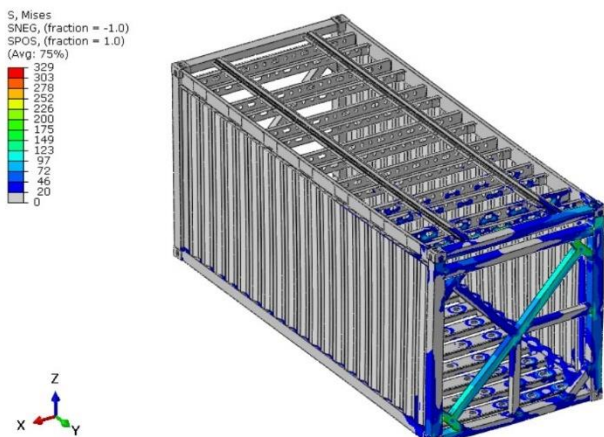
| Przypadek obciążenia                      | Badanie wg      | Opis  |
|---|-----------------|---|
| Piętrzenie kontenerów                     | ISO 1496-3:1995 | Składowanie kontenerów jeden na drugim      |
| Podnoszenie kontenera                     |                 | Podnoszenie za naroża zaczepowe             |
| Próba zamocowania kontenera w transporcie |                 | Zamocowanie na wagonie, statku, naczepie    |
| Próba zamocowania zbiorników              |                 | Zamocowanie zbiorników w ramie kontenera    |
| Próba sztywności ramy                     |                 | Sztywność poprzeczna i podłużna kontenera   |
| Hamowanie pojazdu                         | ADR             | Poziomo w kierunku jazdy                    |
| Skręcanie pojazdu                         |                 | Poziomo pod kątem prostym do kierunku jazdy |
| Przeciążenie pionowe                      |                 | Pionowo w górę                              |
| Przeciążenie pionowe                      |                 | Pionowo w dół                               |

Tabela 54. Wybrane warunki obciążeniowe w analizie wytrzymałości doraźnej.  
Legenda: R- masa całkowita kontenera, T- masa własna kontenera (konstrukcji)

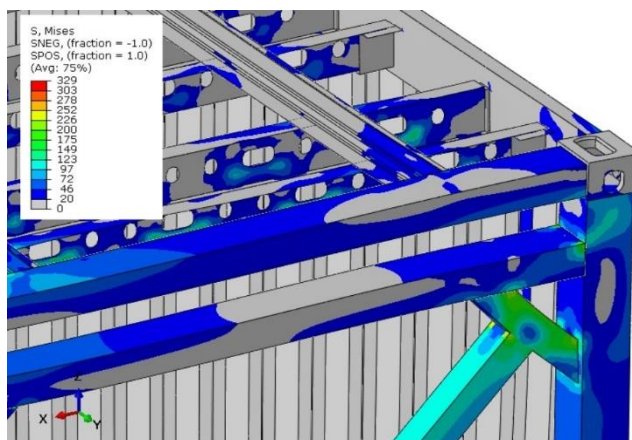
| Warunek obciążenia                          | Naprężenia dopuszczalne | Schemat obciążenia |
|---|-------------------------|--------------------|
| Próba sztywności poprzecznej ramy kontenera | 340 [MPa]               |                    |
| Przeciążenie w kierunku pionowym w dół      | 227 [MPa]               |                    |

## Obliczenia wytrzymałościowe Metodą Elementów Skończonych

Wyniki obliczeń dla ramy nośnej Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu przedstawiono w formie warstwicy naprężeń zredukowanych HMM<sup>4</sup> [MPa]. Taki sposób wizualizacji wyników analizy pozwala na określenie stopnia wyężenia ustroju nośnego poprzez porównanie naprężeń zredukowanych do naprężeń dopuszczalnych, które odpowiadają jednoosiowemu rozciąganiu. Analiza przemieszczeń węzłów ustroju nośnego pozwala na zidentyfikowanie miejsc o mniejszej sztywności w stosunku do pozostałej części mobilnej stacji, co jest bardzo pomocne w projektowaniu dodatkowych wzmocnień i usztywnień ustroju nośnego. Wyniki obliczeń przedstawiono na rysunkach 51-54.

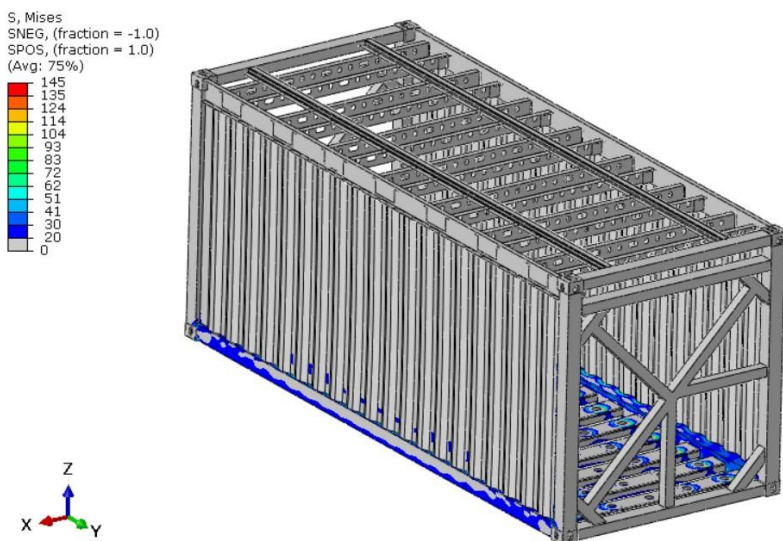


Rysunek 51. Warstwice naprężeń zredukowanych wg hipotezy HMM dla próby sztywności kontenera w kierunku poprzecznym

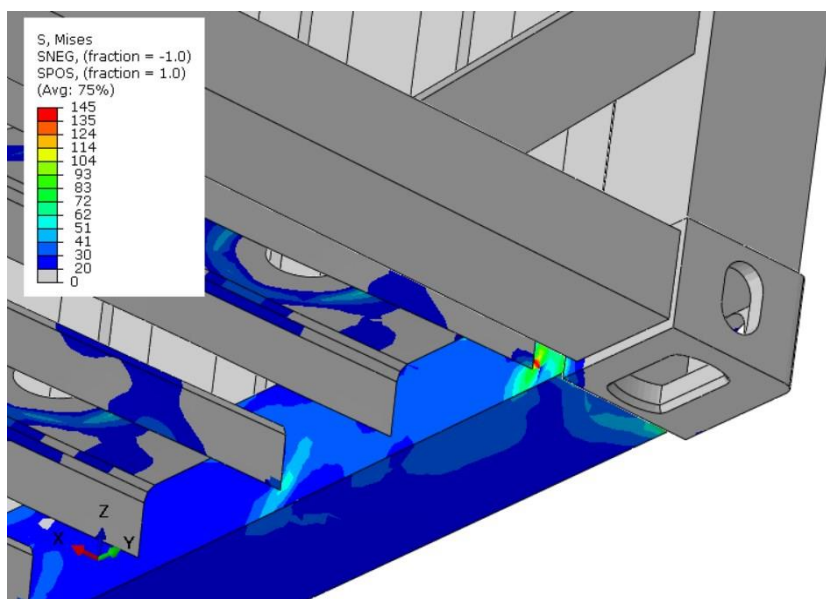


Rysunek 52. Warstwice naprężeń zredukowanych wg hipotezy HMM dla próby sztywności kontenera w kierunku poprzecznym, c.d.

<sup>4</sup> HMM - jedna z hipotez wytrzymałościowych oparta na skalarnej mierze energii odkształcenia postaciowego



Rysunek 53. Warstwy naprężeń zredukowanych wg hipotezy HMM dla przypadku podwójnego przeciężenia w kierunku pionowym w dół.



Rysunek 54. Warstwy naprężeń zredukowanych wg hipotezy HMM dla przypadku podwójnego przeciężenia w kierunku pionowym w dół, c.d.

## Analiza wyników oraz wnioski

Wartości maksymalne naprężeń zredukowanych dla poszczególnych przypadków obciążeniowych zestawiono w tabeli 55.

Tabela 55. Wartości maksymalne naprężeń zredukowanych w ramie Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

| Przypadek obciążenia                   | Rama                    |                         | Naroża                  |                         |
|--|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|
|  | $\sigma_{red}$<br>[MPa] | $\sigma_{dop}$<br>[MPa] | $\sigma_{red}$<br>[MPa] | $\sigma_{dop}$<br>[MPa] |
| Próba sztywności poprzecznej stacji    | 329                     | 340                     | 182                     | 276                     |
| Przeciążenie w kierunku pionowym w dół | 247                     | 226                     | 224                     | 184                     |

Na podstawie przeprowadzonej analizy stwierdzono, że zaprojektowana Mobilna Stacja Dystrybucji Biogazu spełnia wymagania wytrzymałości doraźnej wg umowy ADR oraz normy ISO 1496-3:1995.

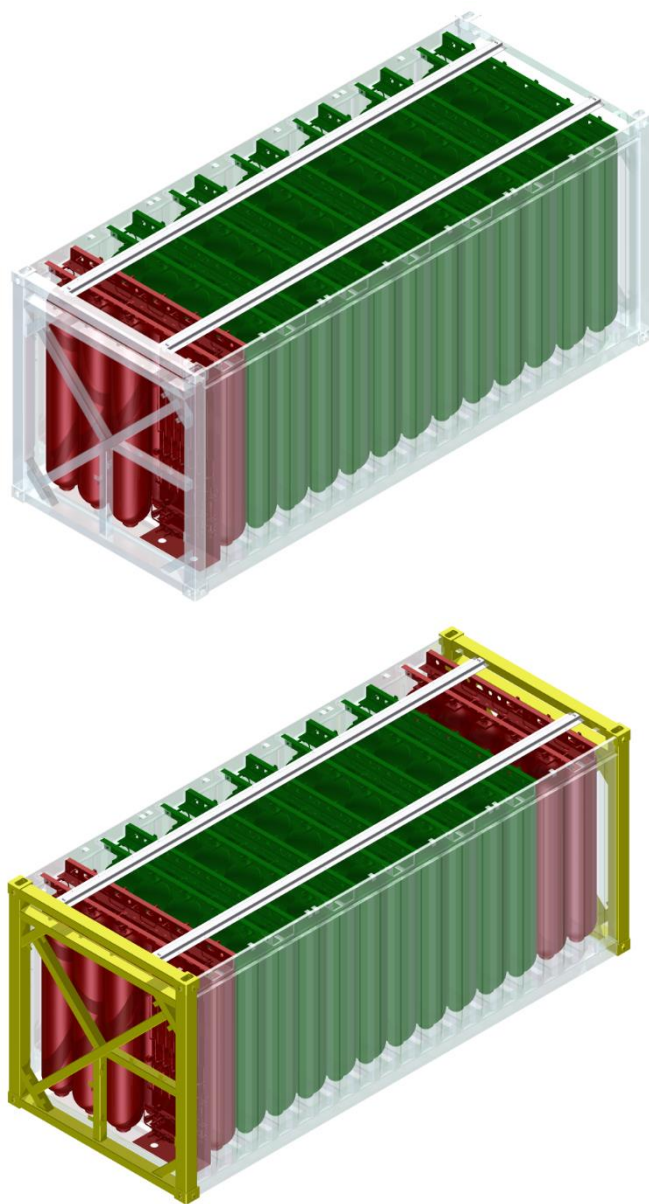
### Modularyzacja oraz proces technologiczny Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

Przedstawione w niniejszym rozdziale rozwiązanie stanowi jeden ze sposobów na dostarczenie biogazu do odbiorcy. Dzięki zastosowaniu modularyzacji w procesie projektowania, możliwe jest zaplanowanie procesu produkcyjnego takiego rozwiązania z uwzględnieniem minimalnych kosztów oraz użycia zasobów.

#### Modularyzacja

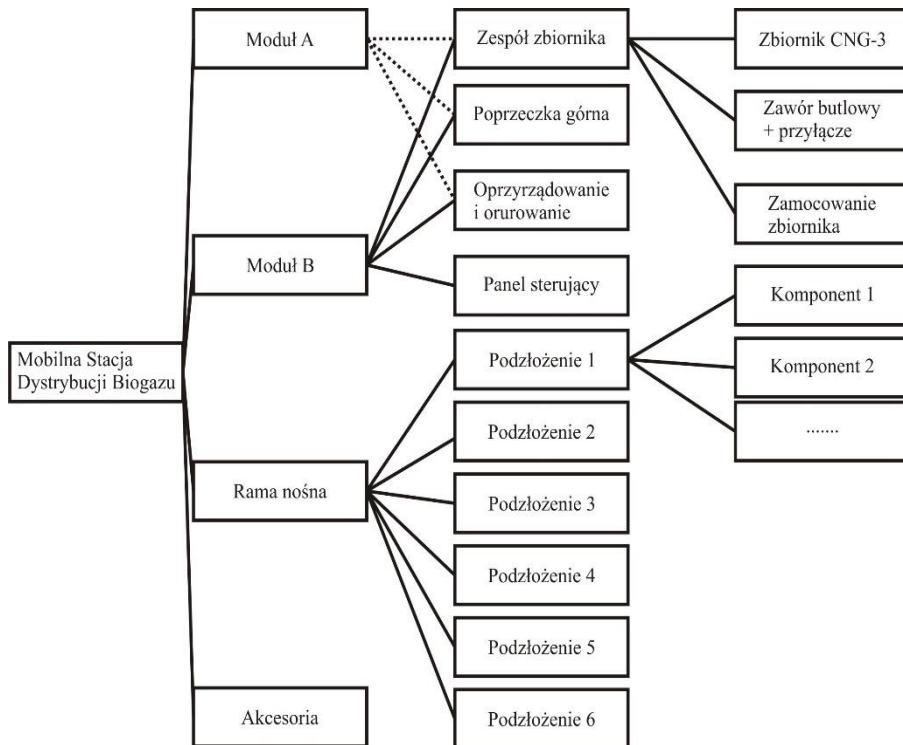
Dzięki modularnej budowie, możliwe jest dostosowanie Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu do indywidualnych potrzeb klienta. W ramach jednego procesu produkcyjnego oraz przy zastosowaniu tych samych komponentów, możliwe jest zmontowanie gotowego wyrobu na wiele sposobów. Przykładowo, w razie konieczności zasilania dwóch niezależnych instalacji przez jeden kontener, możliwe jest takie skonfigurowanie stacji, żeby jedna część zbiorników była eksploatowana niezależnie od drugiej. Przykład takiego rozwiązania przedstawiono na rysunku 55. Na czerwono został oznaczony moduł B, natomiast na zielono moduł A.

Rysunek 56 przedstawia architekturę zaprojektowanego systemu w postaci mobilnej stacji dystrybucji biogazu. W opracowanym rozwiązaniu każdy z modułów jest niezależnym podłożeniem Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu. Jako konsekwencja tego, możliwe jest zaprojektowanie serii innych modułów, spośród których każdy będzie odpowiedzialny za realizację innej funkcji. Dodanie modułu C zawierającego sprężarkę biogazu oraz modułu D odpowiedzialnego za oczyszczanie biogazu, możliwe jest zapewnienie odpowiedniej jakości dostarczanego gazu dla danego odbiorcy, bezpośrednio od biogazowni. Minimalizuje to koszt inwestycyjny po stronie biogazowni oraz czyni całą stację jednostką autonomiczną.



*Rysunek 55. Przykładowe warianty konfiguracji Mobilnej Stacji w zależności od potrzeb klienta. Na górze wariant zasilania jednej instalacji, na dole wariant zasilania dwóch niezależnych instalacji*





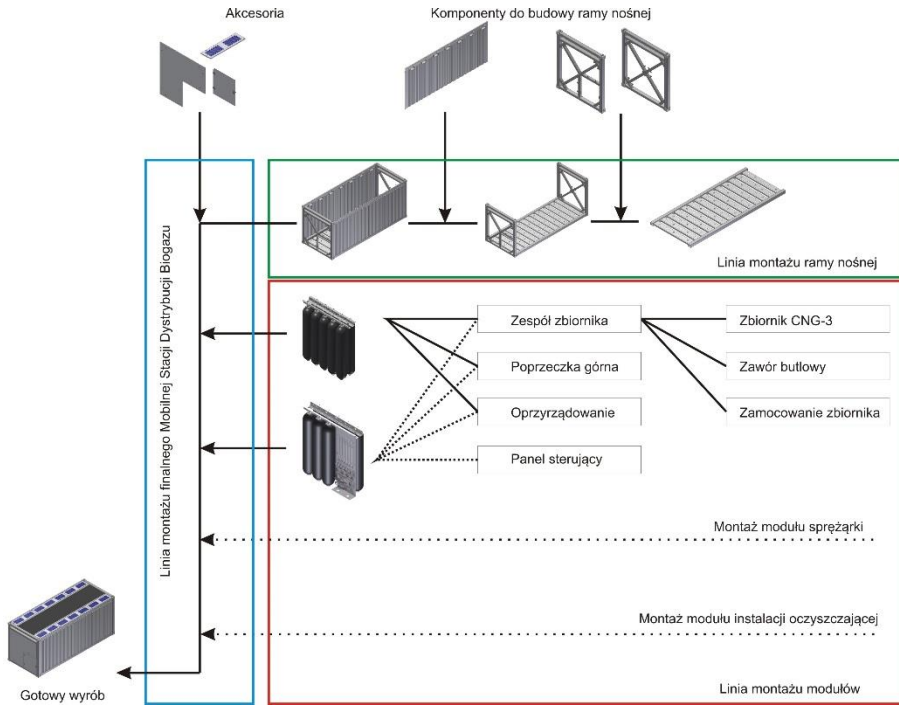
Rysunek 56. Architektura systemu Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

### Proces wytwarzania opracowanego rozwiązania

Dzięki modularnej budowie Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu, możliwa była znaczna redukcja liczby różnych komponentów (referencji) do budowy gotowego urządzenia. Ma to bezpośredni wpływ na proces produkcji Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu. W procesie produkcji można wyróżnić trzy główne procesy:

- montaż ramy nośnej,
- montaż modułów,
- montaż finalny Mobilnej Stacji.

Procesy montażu ramy nośnej oraz modułów są od siebie niezależne i mogą być wykonywane równolegle. Końcowym etapem produkcji jest montaż finalny, który następuje po wykonaniu modułów i ramy nośnej. Jego głównym celem jest umieszczenie modułów w ramie oraz dodanie akcesoriów mających na celu zwiększenie bezpieczeństwa czy połączenie wszystkich modułów. Schemat procesu produkcji opisano na rysunku 57.



Rysunek 57. Schemat procesu produkcyjnego Mobilnej Stacji Dystrybucji Biogazu

## 5. BADANIA EKSPERYMENTALNE PROCESU PRZECHOWYWANIA I KOMPRESOWANIA BIOGAZU

Celem weryfikacji założonych modeli rozproszonych systemów dystrybucji biogazu opracowano serię testowych wiązek butlowych, z których wybrane warianty zostały poddane badaniu eksperymentalnemu. Z uwagi na przeznaczenie projektowanego urządzenia, koniecznym wymogiem jest zapewnienie odpowiedniej mobilności również testowej wiązki butlowej, co umożliwiło przeprowadzenie badań eksperymentalnych bezpośrednio u dostawców gazu.

### 5.1. Budowa mobilnego stanowiska badawczego

Podczas prac nad Mobilną Stacją powstało 7 różnych koncepcji systemu dystrybucji biogazu w zbiornikach wysokociśnieniowych. Wersje różniły się między sobą przede wszystkim liczbą użytych komponentów (głównie zaworów), sposobem spełnienia wymagań określonych powyżej oraz przede wszystkim funkcjonalnością gotowego obiektu. Dokumentacja procesowa w formie diagramów oprzyrządowania i orurowania dla dwóch wybranych testowych wiązek butlowych przedstawiono w dalszej części rozdziału.

Schemat orurowania i oprzyrządowania szerzej znany w praktyce jako P&ID – jest schematem w procesie produkcyjnym pokazującym orurowanie pojedynczego systemu, jego części lub detalu wraz z urządzeniami i oprzyrządowaniem. W inżynierii procesu P&ID jest używane do przedstawienia procesu w postaci graficznej. Schematycznie ukazane jest wyposażenie, wiązki rurowe i funkcje kontrolne. Diagram P&ID jest pomocny podczas procesu konstrukcyjnego, gdy trudno jest w początkowej fazie przedstawić sekwencję zdarzeń i funkcję poszczególnych komponentów.

W projektowaniu rozproszonych systemów dystrybucji biogazu, P&ID w formie diagramu jest również niezbędne do budowy modeli CAD 3D prototypów oraz finalnych produktów oraz dokumentacji ewentualnych zmian w procesie zasilania i opróżniania butli ciśnieniowych biogazem. Zaletą diagramów OO (P&ID) jest ich uniwersalność wynikająca z zastosowania określonego zbioru symbolów. Wybrane z nich wraz z wyjaśnieniem przedstawiono na rysunku 58.

Do prawidłowego stworzenia P&ID, konieczne jest zdefiniowanie wymagań technicznych dla potrzeb konstrukcji rozproszonych systemów dystrybucji biogazu. W przypadku przyjęcia formy transportu biogazu skompresowanego w zbiornikach, klasyfikuje się takie systemy jako MEGC, tj. wieloelementowe kontenery do gazu.

Wymogi postawione takim obiektom, np. mobilność, modułowość i elementy takie jak np. wiązki butlowe, butle z kompozytów, definiują stację jako konstrukcję rozpoznawaną pod nazwą MEGC.



Rysunek 58. Symbole komponentów użyte w P&ID

Najważniejsze wymagania techniczne przedstawiono poniżej:

- Każdy otwór do napełniania i rozładunku MEGC powinien być wyposażony w zlokalizowane w dostępnym miejscu, dwa zawory umieszczone kolejno jeden za drugim na każdym przewodzie rurowym do napełniania i rozładunku. Jeden z zaworów może być zaworem zwrotnym.
- Sekcje przewodów rurowych, które mogą być zamykane z obu końców i gdzie może być zatrzymany ciekły produkt, powinny mieć zawór obniżający ciśnienie, zapobiegający jego nadmiernemu wzrostowi.
- Główny zawór odcinający w MEGC powinien być wyraźnie zaznaczony ze wskazaniem kierunków jego zamykania.
- Wszystkie zawory odcinające powinny być zaprojektowane i umieszczone w taki sposób, aby uniemożliwiały przypadkowe otwarcie.
- Do produkcji zaworów lub akcesoriów powinny być użyte metale ciągliwe.
- Jeżeli jest to wymagane przez właściwą władzę kraju użytkownika, to MEGC dla innych gazów powinny być zaopatrzone w urządzenia obniżające ciśnienie dopuszczone przez tę właściwą władzę.
- Jeżeli zastosowane są urządzenia obniżające ciśnienie, to każdy element lub grupa elementów w MEGC, które mogą być odcinane, powinny być zaopatrzone w jedno lub więcej urządzeń obniżających ciśnienie.
- Całkowita przepustowość urządzenia obniżającego ciśnienie, jeżeli jest zamontowane, powinna być dostateczna aby, w przypadku całkowitego objęcia MEGC pożarem, ciśnienie (uwzględniając jego wzrost) wewnątrz elementów nie przekraczało 120% nastawionego ciśnienia otwarcia urządzenia obniżającego ciśnienie.

W dalszej części rozdziału przedstawiono wybrane koncepcje testowej wiązki butlowej.

### **Koncepcja oparta na dwóch zbiornikach**

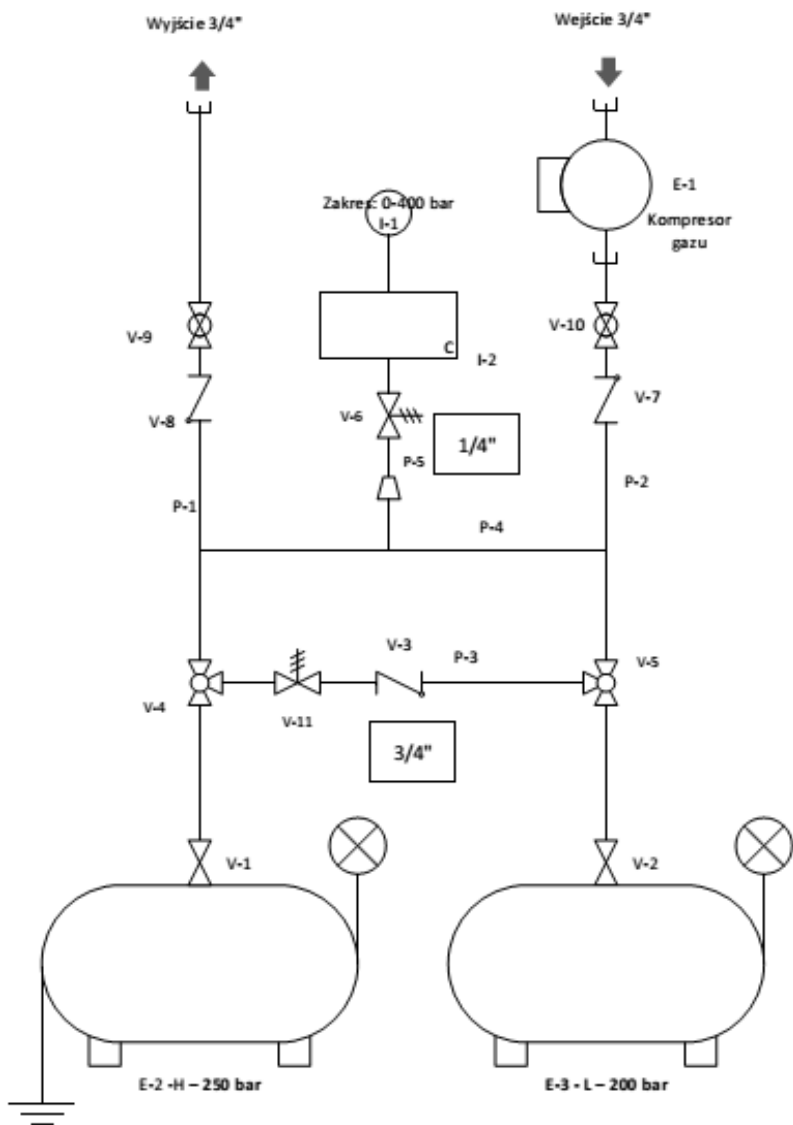
Jedno z opracowanych rozwiązań cechowało się zastosowaniem dwóch zbiorników o różnych ciśnieniach tankowania każdy, jednym stalowym i jednym kompozytowym, które były połączone wspólnym orurowaniem. Dzięki odpowiedniemu doborowi komponentów, możliwe było zapewnienie wielu trybów pracy takiego układu, pozwalając tym samym na jednoczesne składowanie gazu pod różnym ciśnieniem bez konieczności demontażu zbiorników. P&ID tego rozwiązania przedstawiono na rysunku 59. Wadą tego rozwiązania jest wysoki koszt jego wykonania z uwagi na zastosowanie zbiornika kompozytowego oraz dużej ilości oprzyrządowania w postaci zaworów. Dodatkowe uwzględnienie kompresora w zaprojektowanej testowej wiązce butlowej znacząco wpłynęło na gabaryty tego rozwiązania. Jest to niekorzystne z punktu widzenia mobilności testowej wiązki.

### **Koncepcja oparta na ramie ze stopów lekkich**

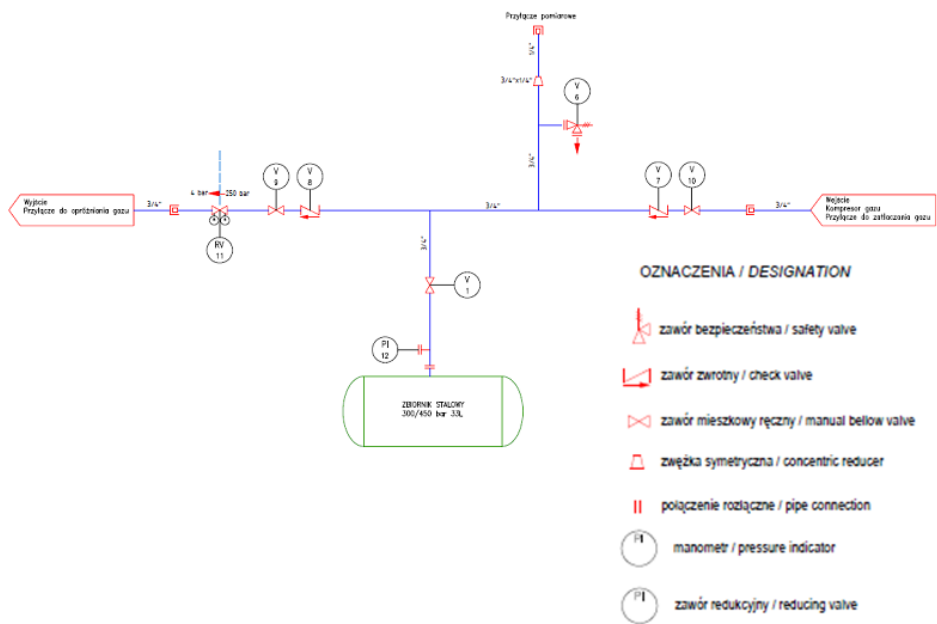
W wyniku konsultacji z wykonawcą prototypu oraz ograniczonych środków na jego budowę dokonano modyfikacji projektu stanowiska badawczego w postaci testowej wiązki butlowej. Oprzyrządowanie i orurowanie umożliwiło zatankowanie i roztankowanie gazu oraz pomiar ciśnienia sprężanego medium za pomocą manometru. Modyfikacja ta nie wpłynęła na zakres przeprowadzonych badań. Niemniej jednak nie zastosowano w nowej instalacji przemiennego tankowania bezpośrednio do wiązki kompozytowej lub stalowej. Stworzony prototyp cechował się zastosowaniem jednego zbiornika, co miało na celu zmniejszenie czasu trwania procesu tankowania oraz roztankowania z uwagi na mniejszą pojemność wodną instalacji. Tankowanie gazu do wiązki kompozytowej po uprzednim tankowaniu do zbiornika stalowego wymaga opróżnienia układu oraz manualnej wymianie zbiornika na stanowisku badawczym. Zmiana ta wymaga także przeprowadzenia dodatkowego badania szczelności układu po zamianie zbiorników.

Prototyp, na bazie którego dokonano badania procesu sprężania na przykładzie gazu ziemnego składał się z ramy wykonanej ze stopów lekkich umieszczonej na europalecie, zbiornika stalowego przeznaczonego do składowania CNG oraz oprzyrządowania i orurowania umożliwiającego wielokrotne tankowanie i roztankowanie gazu. Masa całego prototypu wynosiła około 100 kg a dzięki zastosowaniu standardowej europalety możliwy był łatwy transport opracowanego rozwiązania. Schemat układu nowego rozwiązania prototypu przedstawiono na rysunku 60, a zdjęcie kompletnego prototypu na rysunku 61.

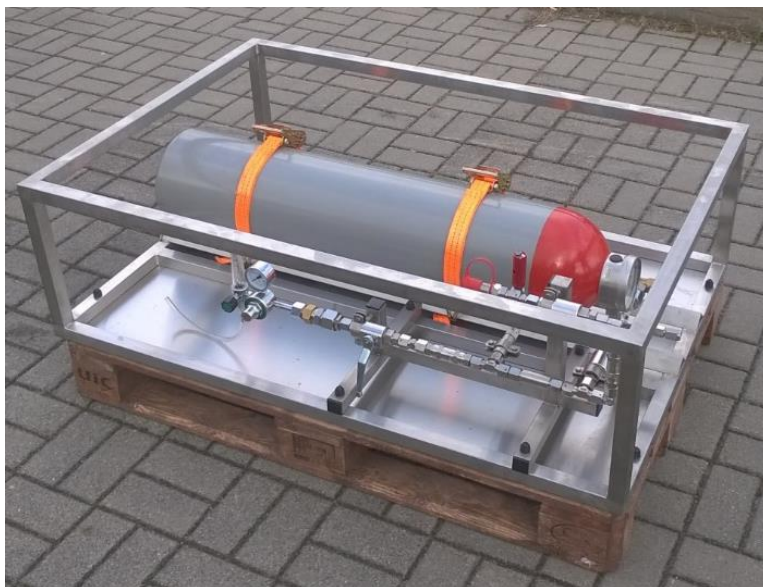
Opracowany i wykonany prototyp posiadał standardowe przyłącze do tankowania gazu zgodne z wymogami dla pojazdów zasilanych skompresowanym gazem ziemnym. Zastosowanie reduktora na wyjściu z instalacji umożliwiło roztankowanie stacji przy ciśnieniu wyjściowym na poziomie 6 barów. Zrezygnowano natomiast z zastosowania układu dwóch zbiorników z przemiennym sposobem tankowania, gdyż nie występuje on w koncepcji pełnowymiarowej stacji biogazu i stanowił jedynie ułatwienie w procesie przeprowadzania pomiarów.



Rysunek 59: Schemat P&ID wybranego wariantu testowej wiązki butlowej, wersja 1



Rysunek 60: Schemat P&ID wybranego wariantu testowej wiązki butlowej, wersja 2.



Rysunek 61: Widok prototypowej wiązki butlowej

## 5.2. Opis wybranych badań eksperymentalnych

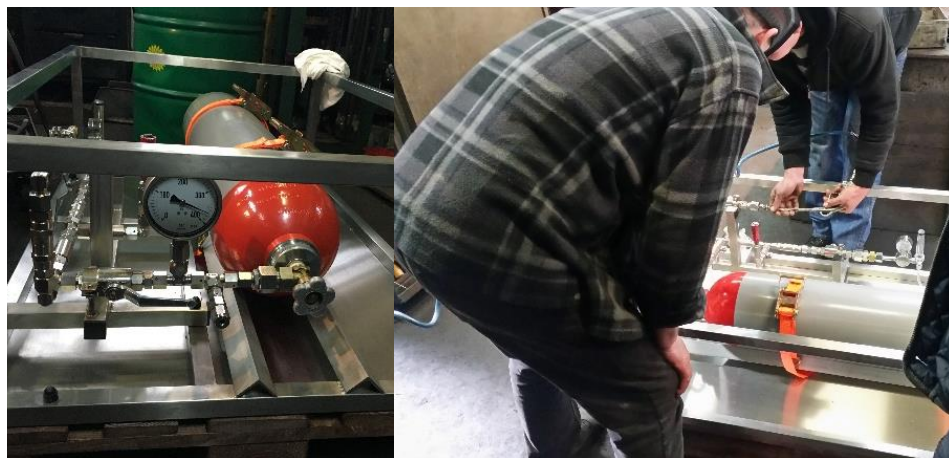
Wykonany prototyp w wersji 2 został poddany badaniom eksperymentalnym mającym na celu weryfikację przyjętych modeli teoretycznych. W kolejnych rozdziałach przedstawione zostaną wybrane wyniki pomiarów przeprowadzonych na gazie ziemnym z uwagi na jego łatwą dostępność oraz duże podobieństwo składu chemicznego do biogazu o wysokiej jakości.

### Opis mierzonych wielkości oraz cel pomiaru

Celem pomiarów procesu sprężania gazu ziemnego było wyznaczenie objętości gazu oraz jego masy po kompresji do określonego ciśnienia, jak również przebiegu temperatury w procesie roztankowania prototypu przy ciśnieniu wyjściowym 8 bar. Dokonano również hydraulicznej próby ciśnieniowej prototypu mającej na celu potwierdzenie dostatecznej szczelności układu oraz bezpieczeństwa eksploatacji.

### Hydrauliczna próba ciśnieniowa

Po wykonaniu prototypu przeprowadzono hydrauliczną próbę ciśnieniową. Zgodnie z wymaganiami ADR [154], dla przyjętego ciśnienia roboczego stacji na poziomie 200 bar, przeprowadzono próbę ciśnieniową z ciśnieniem 375 bar. W tej próbie prototypowa wiązka została napełniona olejem hydraulicznym do ciśnienia 375 bar, zamknięto zawory dolotowe i wylotowe oraz pozostawiono instalację na czas jednej godziny. W tym czasie obserwowano, czy nie występują żadne wycieki lub odkształcenia instalacji oraz ramy podpierającej. Zdjęcie prototypu w czasie testów przedstawiono na rysunku 62.



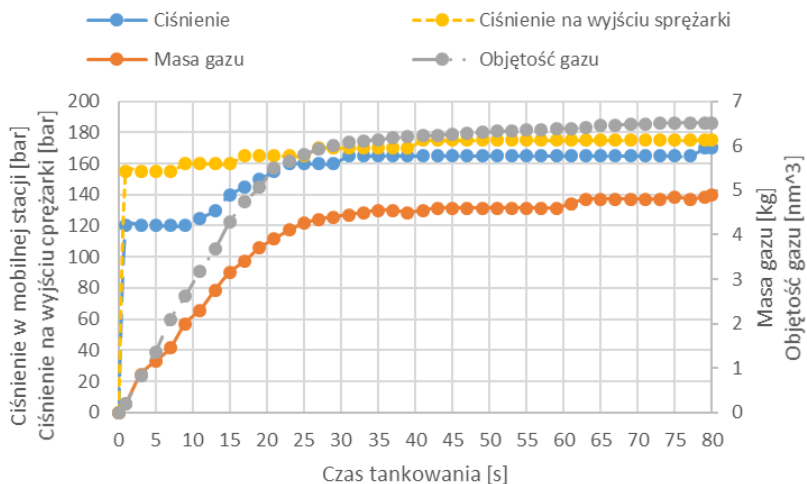
Rysunek 62: Zdjęcia z hydraulicznej próby ciśnieniowej

W trakcie próby nie stwierdzono żadnych wycieków oraz spadków ciśnienia. Instalacja nie uległa żadnym odkształceniom oraz nie nastąpiło żadne uszkodzenie konstrukcji. Na tej podstawie stwierdzono, że próba została przeprowadzona prawidłowo oraz stwierdzono bezpieczeństwo konstrukcji oraz jej zgodność z wymaganiami umowy ADR [154].

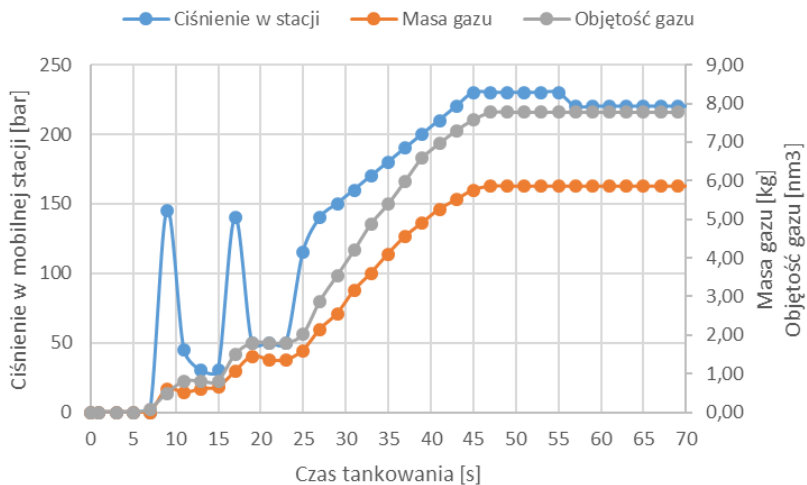


## Badania procesu tankowania

Prototypowa wiązka butlowa została poddana procesowi tankowania gazu ziemnego w celu weryfikacji założonego modelu numerycznego w oparciu o równanie gazu rzeczywistego. Stacja była tankowana na certyfikowanej stacji tankowania CNG. Tankowanym medium był gaz ziemny (CNG). Próba tankowania była przeprowadzona dla dwóch typów sprężarek. Wyniki pomiarów przedstawiono na rysunkach 63 oraz 64.



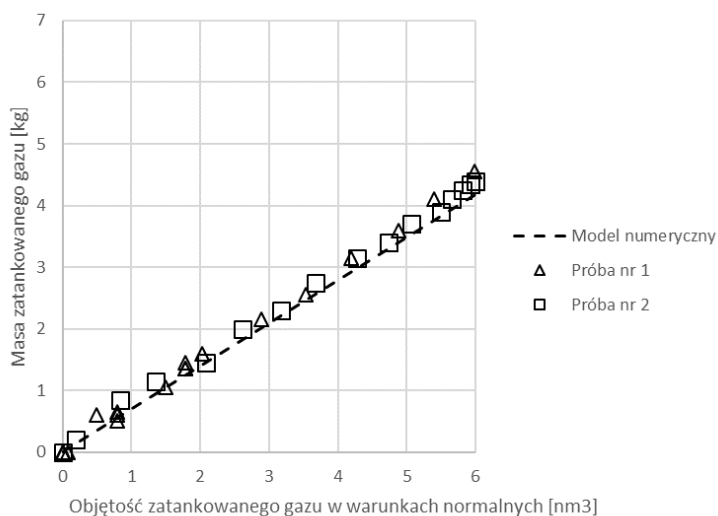
Rysunek 63: Wyniki pomiarów procesu tankowania gazu dla pierwszej próby



Rysunek 64: Wyniki pomiarów procesu tankowania gazu dla drugiej próby

Podczas tankowania, stacja umieszczona była na wadze elektronicznej oraz wykonywany był pomiar masy stacji podczas napełniania gazem. Odczyt ilości gazu zatankowanej był dokonywany na podstawie odczytu ze sprężarki.

W pierwszej próbie, wiązka testowa była tankowana gazem ziemnym do ciśnienia 165 bar. Czas tankowania dla tej próby wyniósł 1 minutę 17 sekund. Zaobserwowano, że największy przyrost objętości gazu miał miejsce w pierwszych 40 sekundach tankowania. Innymi słowy, 95% objętości gazu zostało włożone do instalacji testowej w czasie 40 sekund, podczas gdy pozostały czas tankowania spowodował przyrost objętości gazu na poziomie 5%. Spowodowane jest to malejącą różnicą ciśnienia pomiędzy sprężarką, a instalacją wraz ze wzrostem objętości zatankowanego gazu. Dla drugiej próby tankowania nie był możliwy odczyt ciśnienia na wyjściu sprężarki z uwagi na jej specyfikację. Czas tankowania instalacji do ciśnienia 230 bar wyniósł 49 sekund.

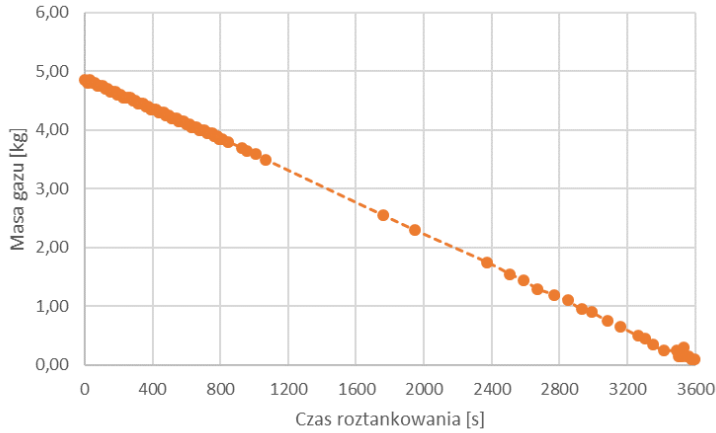


Rysunek 65: Zależność masy gazu od objętości w modelu teoretycznym oraz badaniach eksperymentalnych.

Na rysunku 65 tangens kąta nachylenia prostej jest równy gęstości gazu w warunkach normalnych. Zaobserwowano zgodność przyjętego modelu wyznaczania gęstości gazu z założonym modelem teoretycznym dla obu prób tankowania.

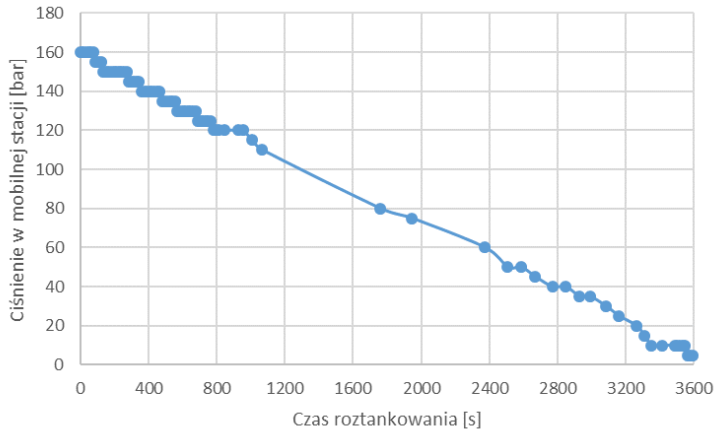
### Badania procesu roztankowania

Przeprowadzono próbę całkowitego roztankowania prototypu przy ciśnieniu wyjścia 8 barów. Wartość ta była ustawiona poprzez zastosowanie reduktora ciśnienia utrzymującego stałe ciśnienie 8 barów na wyjściu z instalacji. Podczas procesu rozprężania, mierzona była temperatura reduktora za pomocą czujnika oporowego (termopary), temperatura zbiornika oraz instalacji za pomocą kamery termowizyjnej, ciśnienie w instalacji mierzone było za pomocą manometru oraz mierzona była masa gazu za pomocą wagi, na której ustawiono prototypową instalację. Wyniki przedstawiono na rysunkach od 66 do 68.



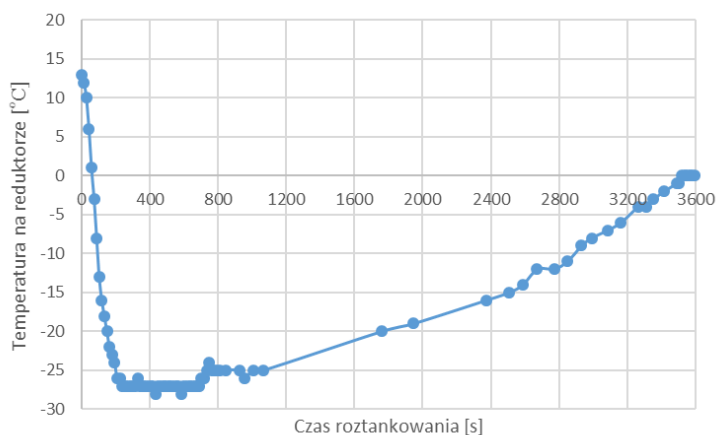
Rysunek 66: Wyniki pomiaru masy gazu dla wybranej próby roztankowania gazu

Proces roztankowania odbywał się przy stałym ciśnieniu atmosferycznym oraz ciśnieniu na wyjściu z instalacji (rysunek 66). Takie warunki spowodowały, że ubytek masy przebiegał liniowo w funkcji czasu. Czas kompletnego roztankowania instalacji zawierającej 5 kg CNG wyniósł 1 godzinę.



Rysunek 67: Wyniki pomiaru ciśnienia gazu dla wybranej próby roztankowania gazu

Podczas badania zaobserwowano spadek ciśnienia w instalacji w funkcji czasu. Spadek ten spowodowany był malejącą ilością gazu w wiązce testowej (rysunek 67). Podczas roztankowania stacji dokonywano pomiaru temperatury za pomocą termopary przytwierdzonej do reduktora (rysunek 68) oraz kamery termowizyjnej (rysunek 69).



Rysunek 68: Przebieg zmian temperatury na reduktorze podczas rozprężania gazu

Po rozpoczęciu procesu roztankowania, temperatura zaczęła gwałtownie spadać, by po 4 minutach osiągnąć wartość minimalną wynoszącą  $-27^{\circ}\text{C}$ . Temperatura otoczenia wynosiła  $13^{\circ}\text{C}$ . Po upływie 15 minut, temperatura zaczęła stopniowo wzrastać, by osiągnąć wartość  $0^{\circ}\text{C}$  w momencie zakończenia roztankowania.



Rysunek 69: Wyniki pomiarów kamerą termowizyjną

Model gazu rzeczywistego, pomimo że jest dużo dokładniejszy w opisie zjawisk zachodzących w procesie sprężania, nie jest wystarczający do opisu procesu roztankowania z uwagi na nieuwzględnienie zmian temperatury gazu podczas sprężania.

## 6. PROGNOZOWANIE ROZWOJU RYNKU BIOGAZU

Prognozy przygotowane w niniejszym opracowaniu zostały opracowane z wykorzystaniem metodologii FORMAT służącej do prognozowania rozwoju procesów. Metodologia FORMAT została opracowana pod kierownictwem Politechniki Mediolańskiej we współpracy z Whirlpool EMEA jako partnerem z przemysłu, w ramach projektu FORMAT 7PR MC IAPP GA 286305.

Przeprowadzono 2 prognozy:

- prognozowanie rozwoju rynku biogazu w Polsce (rozdział 6.1),
- prognozowanie rozwoju systemów dystrybucji biogazu w Polsce (rozdział 6.2).

W pracy nad przygotowaniem prognozy wykorzystano szablon pracy z wykorzystaniem metodologii FORMAT (rysunek 70-71). W obu przypadkach prognoz pominięto ostatni etap metodologii, etap 'Transfer' (T). Zadanie etapu (T), w przedstawionych prognozach spełnia podsumowanie zawarte w ostatnim kroku etapu poprzedzającego tj. etapu (A).

### 6.1. Prognozowanie rozwoju rynku biogazu w Polsce

#### Etap FOR - formułowanie

##### Krok 1 etapu FOR

Dlaczego potrzebujemy znać przyszłość? Główne cele prognozy:

- Znajomość stanu rozwoju rynku biogazu w Polsce potrzebna jest w celu oceny podaży biogazu na rynku,
- Ile biogazu będzie w Polsce,
- By wiedzieć, ile biogazu możemy kupić/sprzedać.

##### Krok 2 etapu FOR

Co potrzebujemy wiedzieć o przyszłości (I)?

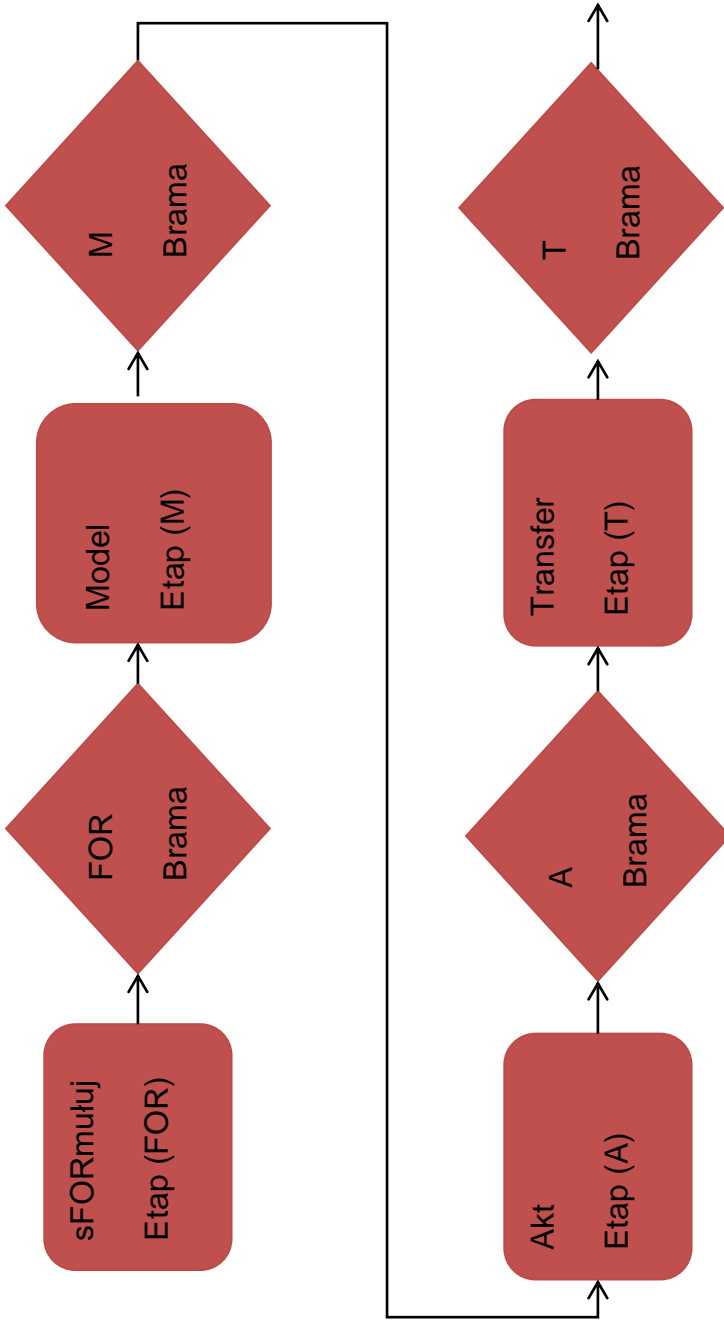
- Główne wyniki dla Podejmujących Decyzje (PD).
- Jak wykorzystane zostaną wyniki przez PD?

Należy przedstawić zmiany wielkości produkcji w [MJ], liczbę biogazowni, wielkość biogazowni, pokrycie terenowe. PD wykorzysta dane do planowania obszaru działalności mobilnej dystrybucji biogazu do odbiorców instytucjonalnych.

##### Krok 3 etapu FOR

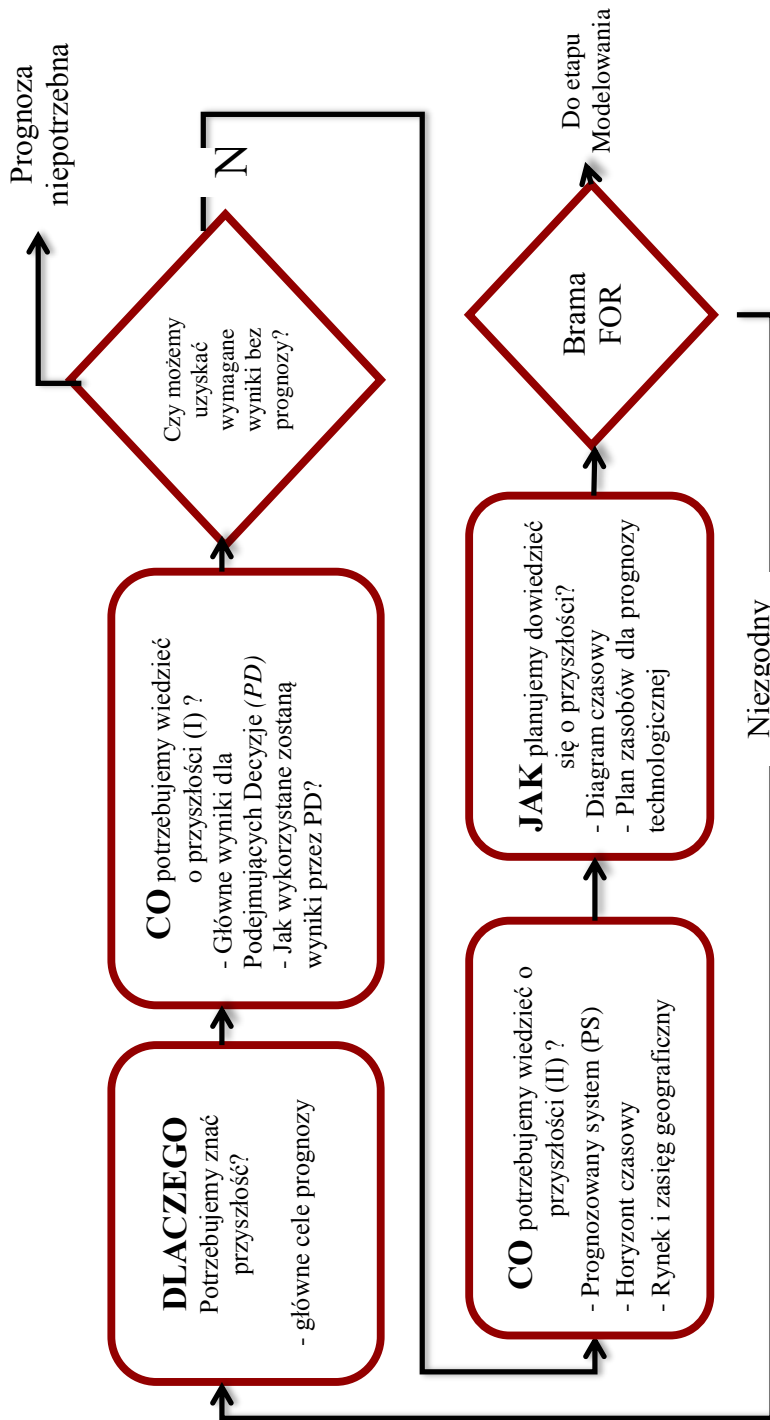
Czy możemy uzyskać wymagane wyniki bez prognozy?

Nie, w celu poznania trendów rozwoju i kluczowych wskaźników, należy przygotować prognozę.



Do podejmującego decyzję

Rysunek 70: Etapy metody prognozowania (ang. Stage-Gate) [160]



Rysunek 71: Kroki w etapie FOR: uruchom projekt [160]

#### Krok 4 etapu FOR – Co potrzebujemy wiedzieć?

Co potrzebujemy wiedzieć o przyszłości (II) ?

- Prognozowany system (PS).
- Horyzont czasowy.
- Rynek i zasięg geograficzny.

Chcemy poznać czynniki kształtujące rynek biogazu w Polsce.

- Chcemy poznać obecną i przyszłą wielkość rynku biogazu w Polsce.
- Ile biogazu będzie w Polsce?
- Ile biogazu możemy kupić/sprzedać?

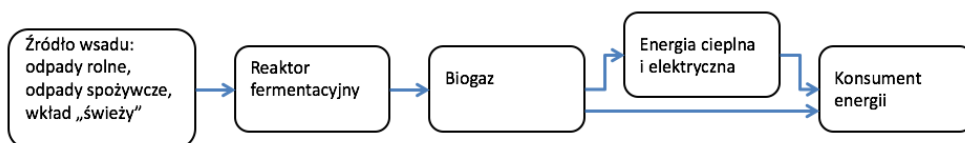
PS: rynek (produkcja i konsumpcja) biogazu

Czas: 10 lat

Rynek, obszar: Polska z rozbiciem na regiony (województwa?)

#### Krok 4 etapu FOR – Schemat systemu

PS: rynek (produkcja i konsumpcja) biogazu (rysunek 72)



Rysunek 72: Rynek (produkcja i konsumpcja) biogazu – schemat systemu

Główna funkcja:

**przetworzenie odpadów na źródło energii podlegające wymianie handlowej.**

Główne cechy: zróżnicowanie wkładu (kategoria: odpad, roślina energetyczna; potencjał fermentacyjny), transport wkładu, lokalizacja reaktorów (odległość pomiędzy źródłem wkładu, a odbiorcą energii), dystrybucja biogazu lub energii.

System z punktu widzenia TEES (Technologia, Ekonomia, Środowisko, Społeczeństwo):

- **Technologia:** składowanie, reaktor, oczyszczanie gazu, wytwarzanie energii
- **Ekonomia:** kontrakty na wkład, koszty transportu, oczyszczenie, sprzedaż
- **Środowisko:** uniknięcie emisji CH<sub>4</sub>, utylizacja odpadów, odory, zanieczyszczenia z obróbki biogazu
- **Społeczeństwo:** producenci odpadów, społeczność lokalna, odbiorcy biogazu, operator dystrybucji, producent biogazu

**Za** Unieszkodliwianie odpadów, odzysk energii z odpadów, zmniejszenie emisji CH<sub>4</sub> (GHG) do atmosfery, zmniejszenie niekontrolowanej emisji odorów, lokalne źródło energii.

**Przeciw** Osad pofermentacyjny do zagospodarowania, osad może zawierać biogeny, wirusy, transport substratu i produktu wydatnie wpływa na opłacalność biogazowni, w przypadku wykorzystania roślin energetycznych kontrowersja zabierania przestrzeni



uprawnej, kontraktowanie wsadu, składowanie wsadu, emisja odorów, gaz o niestandardowym składzie.

### Krok 5 etapu FOR – Plan czasowy projektu

Jak planujemy dowiedzieć się o przyszłości?

- Diagram czasowy.
- Plan zasobów dla prognozy technologicznej.

Raport z przygotowanej prognozy ma być dostarczony do 31 lipca.

- 18/07 FOR zakończony,
- 23/07 M zakończony,
- 25/07 A zaawansowany,
- 29/07 A zakończony,
- 30/07 T zakończony

Zasoby: jeden analityk, konsultacje z DM, roczniki GUS w formie elektronicznej, dane dostępne wyłącznie drogą elektroniczną

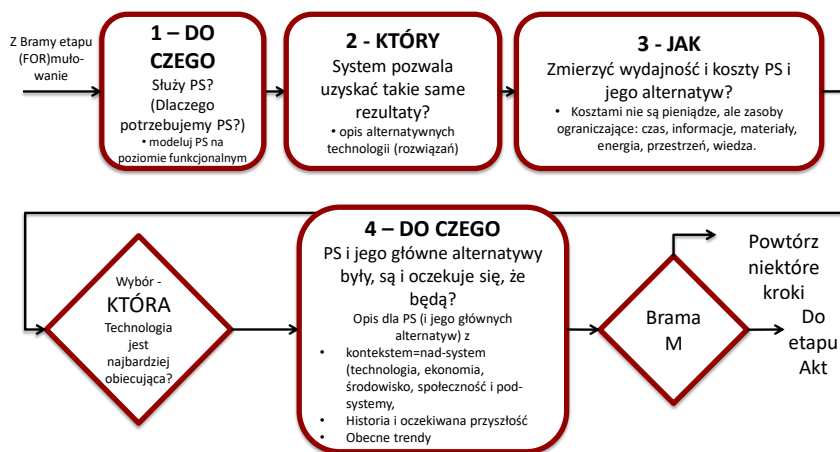
### Krok 6 etapu FOR – Brama

Dane do zamknięcia bramy FOR zostały zgromadzone i przedstawione w poszczególnych krokach etapu FOR.

## Etap M - modelowanie

Prognozowanie rozwoju rynku biogazu w Polsce

### (M) Etap: <modeluj> <istniejącą wiedzę>



Rysunek 73: Kroki w etapie M

## Krok 1 etapu M

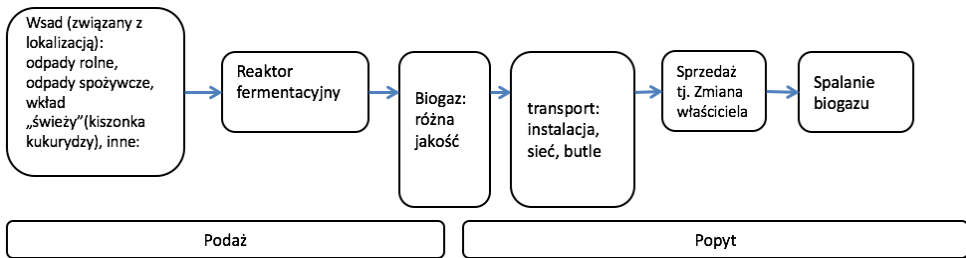
Do czego służy prognozowany system (PS)? (Dlaczego potrzebujemy PS?)

- modeluj PS na poziomie funkcjonalnym.

PS: rynek (produkcja i konsumpcja) biogazu (rysunek 74)

Potrzebujemy rynku by kupować i sprzedawać biogaz

Funkcja: zmiana właściciela biogazu



Rysunek 74: PS: rynek (produkcja i konsumpcja) biogazu

## Krok 2 etapu M

Który system pozwala uzyskać takie same rezultaty?

- opis alternatywnych technologii (rozwiązań).

Alternatywne rozwiązania:

- Spalanie w miejscu wytworzenia: bojler (wytworzenie ciepła do zakontraktowanego celu), kogeneracja, trigeneracji.
- Dystrybucja w bezpośrednim sąsiedztwie wytworzenia: przesyłanie ciepła do okolicznych odbiorców, kogeneracja z lokalną indywidualną siecią ciepłowniczą, przesyłanie gazu do lokalnych odbiorców.
- Mobilna stacja: możliwość dotarcia do dowolnego odbiorcy, elastyczna zmiana odbiorcy.

## Krok 3 etapu M

Jak zmierzyć wydajność i koszty PS i jego alternatyw?

- Kosztami nie są pieniądze, ale zasoby ograniczające: czas, informacje, materiały, energia, przestrzeń, wiedza.

Wydajność rynku – pomiar:

- Wydajność: obroty [ $m^3$ ].
- Wydajność: Obroty [MJ].
- Koszty: transport [PLN/km].

Wydajność alternatywnych rozwiązań:

- Spalanie w miejscu wytworzenia: energetyczna sprawność układu, np. energia uzyskana / energia biogazu [%].

- Dystrybucja w bezpośrednim sąsiedztwie wytworzenia: energetyczna sprawność wytworzenia (en. cieplna lub kogeneracja), energetyczna sprawność przesyłu (straty na przesył en. cieplnej).
- Mobilna stacja biogazu: objętość biogazu [ $\text{m}^3$ ] / (energia zużyta na: załadunek[MJ] + rozładunek[MJ] + transport[MJ]).
- Sprawność całkowita (jako energia uzyskana do energii wsadzonej od momentu dyspozycyjności wkładu): energia [MJ] z 1 [t] lub [ $\text{m}^3$ ] wkładu / (transport wkładu [MJ/t] lub [MJ/ $\text{m}^3$ ], fermentacja [MJ/t] lub [MJ/ $\text{m}^3$ ], sprawność zmiany formy energii [%], transport gazu lub innej formy energii [MJ/t] lub [MJ/ $\text{m}^3$ ]).

#### **Krok 4 etapu M**

Wybór – która technologia jest najbardziej obiecująca?

Najbardziej obiecujące alternatywne rozwiązania:

- Spalanie w miejscu wytworzenia,
- Mobilna stacja biogazu (ze względu na elastyczność w transporcie).

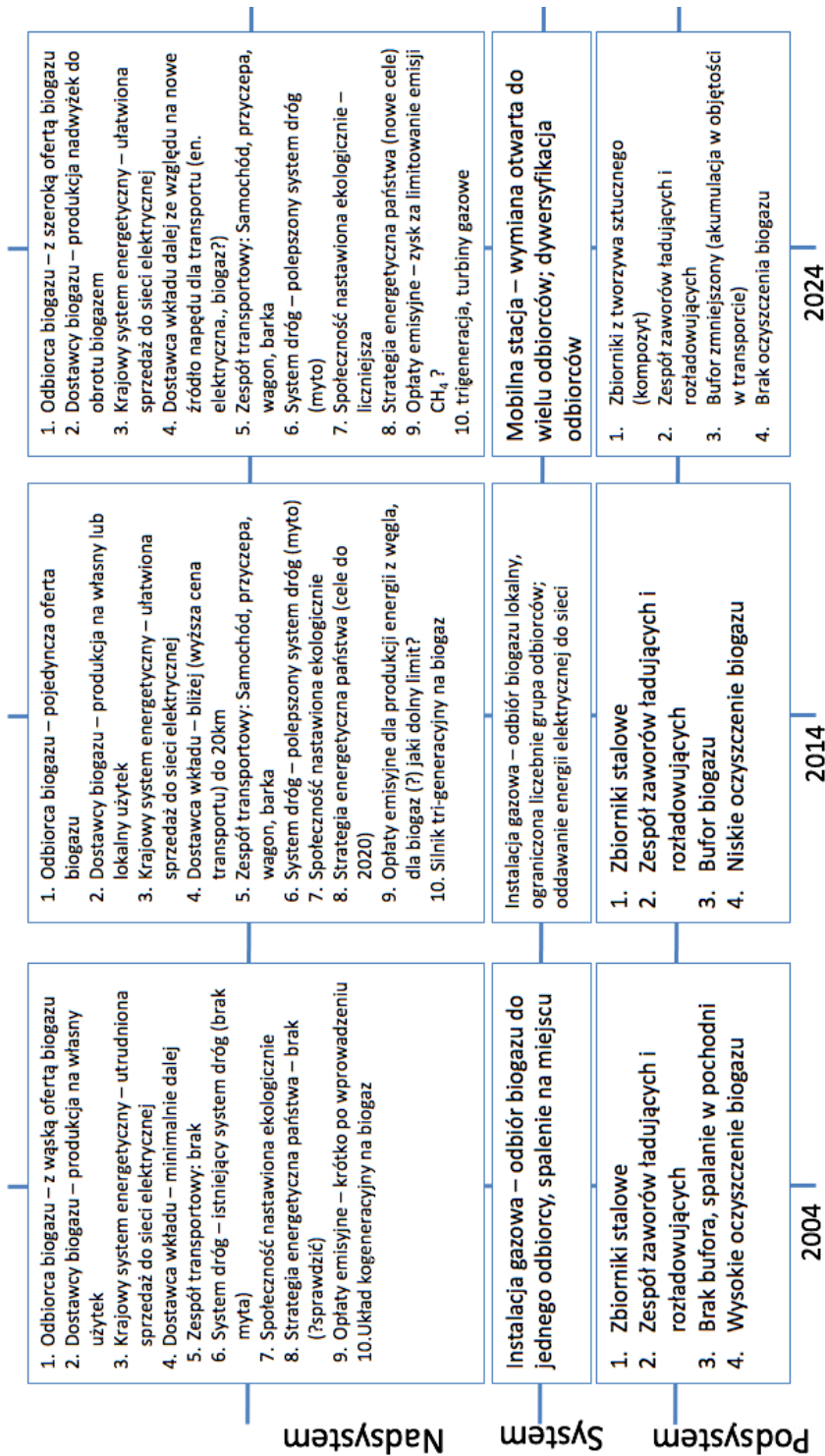
#### **Krok 5 etapu M**

Jak PS i jego główne alternatywy były, są i oczekuje się, że będą funkcjonowały?

- Opis dla PS (i jego głównych alternatyw) z kontekstem= nad-system (technologia, ekonomia, środowisko, społeczność i pod-systemy (rysunek 72).
- Historia i oczekiwana przyszłość.
- Obecne trendy.

#### **Krok 6 etapu M**

Bramę zamknięto dzięki wynikom zgromadzonym z przedstawionych wcześniej kroków w etapie M.



Rysunek 75: Operator systemowy

2004

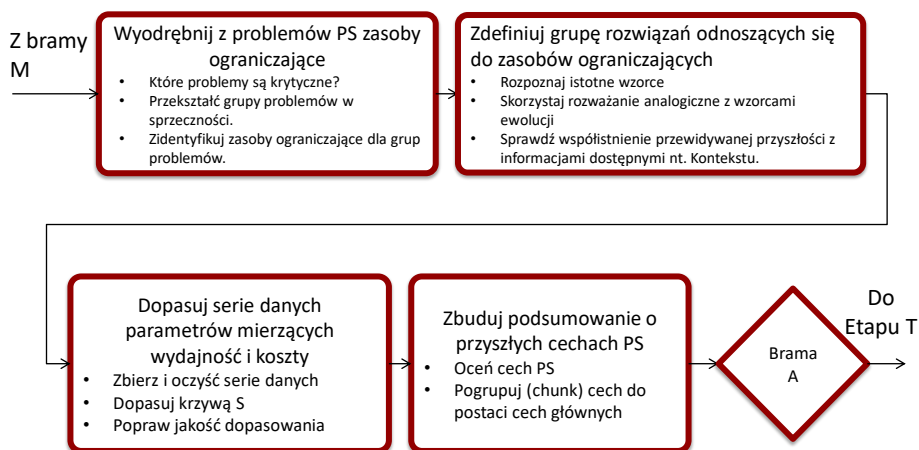
2014

2024

## Etap A - działanie

Prognozowanie rozwoju rynku biogazu w Polsce

### Etap (A): <zidentyfikuj> <przyszłe cechy> PS



Rysunek 76: Kroki w etapie A

### Krok 1 etapu A

Wyodrębnij z problemów PS (tabela 56, tabela 57) zasoby ograniczające

- Które problemy są krytyczne?
- Przekształć grupy problemów w sprzeczności.
- Zidentyfikuj zasoby ograniczające dla grup problemów.

Tabela 56: Alternatywne technologie – problemy krytyczne

| Alternatywna technologia       | Krytyczne problemy  |
|--------------------------------|---|
| Spalanie w miejscu wytworzenia | Oплата za przesyłanie zmienionej formy energii w celu dostawy do właściciela, konieczność zmiany formy energii, strata na przesyśle, magazynowanie energii, ciągły dopływ energii chemicznej z procesu fermentacji                            |
| Mobilna stacja biogazu         | Załadunek, rozładunek (stacja nie musi być rozładowana z gazu, może być podłączana bezpośrednio do instalacji wewnętrznej), odporność na uszkodzenia w czasie transportu, szkolenie obsługi, wymagane standardowe miejsce składowania/postoju |

Tabela 57: Problemy w postaci sprzeczności powiązane z zasobami ograniczającymi

| Problem w postaci sprzeczności opisowej   | Zasób ograniczający<br>związany z problemem  |
|---|--|
| System: Spalanie w miejscu wytworzenia  |  |
| <p>Oplata za przesyłanie zmienionej formy energii w celu dostawy do właściciela</p> <p>Rozbicie problemu na dwa: (1) opłata za przesył, (2) konieczność zmiany formy energii</p> <p>(1) Oplata za przesył</p> <p>Chcemy płacić za przesył bo nie musimy zajmować się budową i obsługą sieci, ale podwyższa to całkowitą cenę energii, ale także nie chcemy płacić za przesył bo obniża to całkowitą cenę energii jednak musimy zbudować i obsługiwać sieć dystrybucji.</p> <p>(2) Zmiana formy energii</p> <p>Chcemy zmienić formę energii w celu zastosowania standardowego transportu energii (sieć elektryczna, gazowa), ale wprowadza to opłatę dla pośrednika, ale także nie chcemy zmieniać formy energii w celu pominięcia pośrednika, ale wprowadza to konieczność niestandardowego środka transportu energii.</p> <p>Konieczność zmiany formy energii</p> <p>Chcemy zmienić formę energii w celu przejścia na ostateczną formę wykorzystywanej energii, ale powoduje to konieczność <b>lokalnego odbioru ciepła</b>, ale także nie chcemy zmieniać formy energii by nie mieć konieczności lokalnego odbioru ciepła, ale energia nie jest wtedy w formie ostatecznej.</p> <p>Strata na przesył</p> <p>Chcemy dokonać przesyłu by dostarczyć energię do odbiorcy, ale powoduje to straty energii, ale także nie chcemy dokonać przesyłu by nie powodować strat energii, ale nie dostarczymy energii do odbiorcy. (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p> <p>Magazynowanie energii</p> <p>Chcemy magazynować energię w celu przetrzymania jej do czasu odbioru, ale powoduje to konieczność utrzymania wysokiej objętości zbiorników ciśnieniowych (lub tkaninowych), ale także nie chcemy magazynować energii by nie utrzymywać objętości zbiorników, ale nie możemy przetrzymać energii do czasu odbioru. (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p> <p>Ciągły dopływ energii chemicznej (biogaz) z procesu fermentacji</p> <p>Chcemy ciągłego dopływu biogazu w celu utrzymania efektywności fermentacji, ale nie jest to zharmonizowane z planem odbioru, ale także nie chcemy ciągłego dopływu biogazu by zharmonizować produkcję z planem odbioru ale obniża to efektywność procesu fermentacji. (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p> | <p>Odległość biogazownia – odbiorca (redefinicja problemu?); odległość źródła wkładu – reaktor – odbiorca energii</p> <p>Ciepło użyteczne wytworzone w kogeneracji</p> <p>Odległość wytwórcy (reaktor) - odbiorca</p> <p>Wielkość magazynu gazu</p> <p>Balans strumienia z reaktora i strumienia odbioru</p> |

Tabela 58: Problemy w postaci sprzeczności powiązane z zasobami ograniczającymi

| Problem w postaci sprzeczności opisowej  | Zasób ograniczający związany z problemem |
|--|--|
| System: Mobilna stacja biogazu   |  |
| <p><b>Załadunek</b><br/>                     Chcemy dokonać załadunku by móc transportować biogaz wybranym środkiem transportu, ale załadunek konsumuje energię, ale także nie chcemy dokonać załadunku by nie zużywać energii, ale nie możemy transportować biogazu wybranym środkiem transportu (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p>  | Energia zużywana na załadunek gazu       |
| <p><b>Rozładunek</b> (stacja nie musi być rozładowana z gazu, może być podłączana bezpośrednio do instalacji wewnętrznej),<br/>                     Chcemy rozładować biogaz by przekazać go odbiorcy, ale wymaga to energii, ale także nie chcemy dokonać rozładunku by nie zużywać energii, ale nie prześlemy biogazu odbiorcy (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p>   | Energia zużywana na rozładunek gazu      |
| <p><b>Odporność na uszkodzenia w czasie transportu</b><br/>                     Chcemy by zbiorniki były odporne na uszkodzenia w czasie transportu w celu zapewnienia maksymalnego bezpieczeństwa, ale waga zespołu zbiorników wzrasta, ale także nie chcemy odporności zbiorników na uszkodzenia by zmniejszyć ich wagę, ale poziom bezpieczeństwa maleje (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p>  | Wytrzymałość konstrukcji                 |
| <p><b>Szkolenie obsługi</b><br/>                     Ciśnienie gazu w mobilnej stacji powinno być wysokie by zwiększyć transportowaną objętość gazu (w jednostce objętości zbiornika), ale obsługa zbiorników wysokiego ciśnienia wymaga szkolenia i nie chcemy by ciśnienie było wysokie by obsługa nie wymagała szkolenia, ale transportowana objętość (w jednostce objętości zbiornika) jest mniejsza (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p> | Czas szkolenia, zasoby ludzkie           |
| <p><b>Wymagane standardowe miejsce składowania/postoju</b><br/>                     Miejsce postoju mobilnej stacji powinno być specjalnie przygotowane by podwyższyć bezpieczeństwo przeładunku, ale wymaga inwestycji po stronie odbiorcy oraz miejsce postoju powinno być dowolne by nie wymagało inwestycji po stronie odbiorcy, jednak obniża bezpieczeństwo przeładunku (występuje w prognozie „dystrybucja”)</p>                            | Przygotowana powierzchnia                |

## Krok 2 etapu A

Zdefiniuj grupę rozwiązań odnoszących się do zasobów ograniczających:

- Rozpoznaj istotne wzorce,
- Skorzystaj z rozważań analogicznych z wzorcami ewolucji,
- Sprawdź współlistnienie przewidywanej przyszłości z informacjami dostępnymi nt. kontekstu.

Analiza zaobserwowanych trendów:

- Źródło w większej odległości od biogazowni – obniżenie kosztów transportu dzięki zastosowaniu nowego rodzaju paliwa pozwoli na zwiększenie zasięgu opłacalnego pozyskiwania wkładu dla biogazowni. Jest to element ewolucji rozbudowy obszaru z którego pozyskiwany jest wkład.
- Niższa masa zbiorników ciśnieniowych – dotychczasowe zbiorniki stalowe będą zastępowane lżejszymi zbiornikami wykonanymi z kompozytów co zmniejszy masę zespołu transportującego sprężony gaz. W ramach ograniczonego zasobu nośności konstrukcji dla baterii zbiorników sprężonego gazu będzie możliwe umieszczenie większej liczby zbiorników.
- Od Kogeneracji do trigeneracji – spalanie biogazu przechodzi ewolucję, od spalania, poprzez skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, do trigeneracji czyli skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej, ciepła i chłodu.
- Dostosowanie do spalania nieoczyszczonego biogazu – kosztu produkcji biogazu zostanie obniżony jeśli dostarczany będzie do odbiorców wyposażonych w urządzenia dostosowane do spalania nieoczyszczonego biogazu.
- Dywersyfikacja odbiorców – możliwości dostawy i zróżnicowania odbiorców wzrosną od spalania w miejscu wytworzenia, poprzez dostawę lokalną siecią, do dostawy z wykorzystaniem mobilnej stacji gazowej (uniezależnienie od sieci).

## Krok 3 etapu A

Dopasuj serie danych parametrów mierzących wydajność i koszty

- Zbierz i oczyść serie danych.
- Dopasuj krzywą S.
- Popraw jakość dopasowania.

Dopasowania krzywej logistycznej (krzywa S):

- Biogaz pozyskany z oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów: krzywa skumulowanych wielkości pozyskanego biogazu [TJ] w latach 2000-2012 na podstawie danych z GUS (rysunek 77),
- Biogaz pozyskany z biogazowni rolniczych (biogaz pozostały): krzywa skumulowanych wielkości pozyskanego biogazu [TJ] w latach 2003-2012 na podstawie danych z GUS (rysunek 78)





Rysunek 77: Krok 3 etapu a – prognoza rozwoju rynku biogazu w Polsce –  
 Krzywa logistyczna: Biogaz pozyskany z wysypisk odpadów i oczyszczalni (dostęp do danych 2014)



Rysunek 78: Krok 3 etapu a – prognoza rozwoju rynku biogazu w Polsce –  
 Krzywa logistyczna: Biogaz z biogazowni rolniczych (dostęp do danych 2014)

Wyliczenia pozyskanego biogazu wykonano dla średniej biogazowni rolniczej. Średnia wyliczona została na podstawie danych Agencji Rynku Rolnego ze stycznia 2014 - liczby istniejących biogazowni rolniczych. Jako liczbę gmin przyjęto liczbę gmin wiejskich w Polsce. Szczegółowe wyliczenia udostępniono w załączniku do niniejszego rozdziału.

#### **Krok 4 etapu A**

Zbuduj podsumowanie o przyszłych cechach PS

- Oceń cech PS.
- Pogrupuj (chunk) cech do postaci cech głównych.

Wnioski:

- Produkcja biogazu pochodzącego z oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów ulegnie stabilizacji do roku 2025.
- Rynek biogazu w Polsce będzie rósł zgodnie z budową nowych biogazowni rolniczych produkujących nadwyżkę biogazu ponad potrzeby przedsiębiorstw w ich bezpośrednim sąsiedztwie.
- Kluczową dla rozwoju rynku biogazu jest odległość pomiędzy biogazownią, a odbiorcą biogazu. Odległość ta zmniejszy się do roku 2020 zgodnie z założeniami programu wsparcia budowy biogazowni rolniczych prowadzonego przez Ministerstwo Gospodarki.

Biogaz pochodzący z oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów najczęściej jest wykorzystywany na pokrywanie potrzeb energetycznych samych przedsiębiorstw tj. Oczyszczalni ścieków i składowisk odpadów. Ewentualne nadwyżki w postaci prądu elektrycznego sprzedawane są do sieci krajowej. Wynika z tego, że produkcja biogazu w tych zakładach wpływa w niewielkim stopniu na możliwość obrotu biogazem ze względu na zużycie wytwarzanego biogazu w miejscu wytworzenia.

### **Krok 5 etapu A**

Przygotowanie prognozy zdecydowano zakończyć na etapie bramy A. Jako podsumowanie prognozy przyjęto wyniki z kroków 1-3 w etapie A, które zostały podsumowane w kroku 4 etapu A.

## **6.2. Prognozowanie rozwoju systemów dystrybucji biogazu w Polsce**

Prognozowanie dla systemów dystrybucji biogazu w Polsce wykonano analogicznie do prognozy w rozdziale 6.1. Rysunki i kroki przedstawiające schemat kroków metody prognozowania w poszczególnych etapach przedstawione w rozdziale 6.1 zostały pominięte.

### **Etap FOR - formułowanie**

#### **Krok 1 w etapie FOR**

Dlaczego potrzebujemy znać przyszłość? Główne cele prognozy

Potrzeba oceny potencjału poszczególnych systemów dystrybucji biogazu w celu dostosowania projektu wprowadzanego systemu dystrybucji.

- Ocena potencjału rozwojowego wprowadzanego systemu
- Ocena zasobów dostępnych dla wprowadzanego systemu
- Proces decyzyjny: decyzja o sposobie wejścia na rynek dystrybucji, opracowanie oferty, wybór profilu klienta

#### **Krok 2 w etapie FOR**

Co potrzebujemy wiedzieć o przyszłości (I)?

- Główne wyniki dla Podejmujących Decyzje (PD)
- Jak wykorzystane zostaną wyniki przez PD?
- Jaki system dystrybucji rozwinie się najbardziej?
- Czy dystrybucja biogazu będzie się rozwijać?

- Kto będzie klientem systemu dystrybucji?

Główne wyniki: dane opisujące rozwój znanych systemów dystrybucji biogazu i innych paliw gazowych

Wykorzystanie wyników: dostosowanie projektu opracowywanego systemu dystrybucji, przygotowanie oferty

### **Krok 3 w etapie FOR**

Czy możemy uzyskać wymagane wyniki bez prognozy?

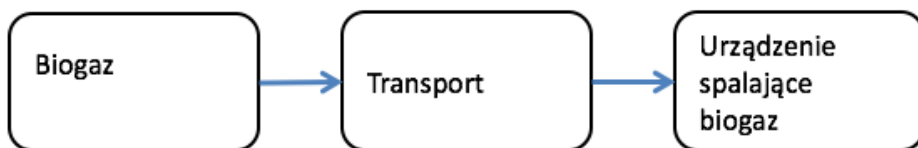
Zagadnienia wykraczają w przyszłość stąd konieczne jest przygotowanie prognozy.

### **Krok 4 w etapie FOR**

Co potrzebujemy wiedzieć o przyszłości (II)?

- Prognozowany system (PS)
- Horyzont czasowy
- Rynek i zasięg geograficzny

Chcemy dowiedzieć się o stopniu rozwoju systemów dystrybucji biogazu w Polsce.



*Rysunek 79: Schemat systemu*

### **Krok 5 w etapie FOR**

Jak planujemy dowiedzieć się o przyszłości?

- Diagram czasowy
- Plan zasobów dla prognozy technologicznej

Zasoby: jeden analityk (MS), konsultacje z SK, roczniki GUS w formie elektronicznej, dane dostępne wyłącznie drogą elektroniczną

Raport z przygotowanej prognozy ma być dostarczony do 31 lipca.

- 18/07 FOR zakończony
- 23/07 M zakończony
- 25/07 a zaawansowany
- 29/07 a zakończony,
- 30/07 T zakończony

### **Krok 6 w etapie FOR**

Dane do zamknięcia bramy FOR zostały zgromadzone i przedstawione w poszczególnych krokach etapu FOR.

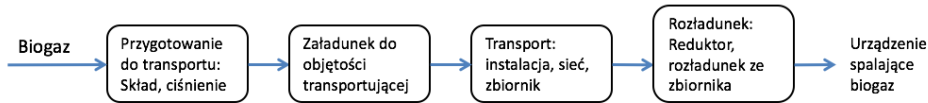
## Etap M

### Krok 1 w etapie M

Do czego służy prognozowany system (PS)? (Dlaczego potrzebujemy PS?)

- modeluj PS na poziomie funkcjonalnym

Funkcja: Transport biogazu od źródła do miejsca odbioru.



Rysunek 80: Schemat systemu transportu biogazu w systemie dystrybucji

### Krok 2 w etapie M

Który system pozwala uzyskać takie same rezultaty?

- opis alternatywnych technologii (rozwiązań)

Technologie alternatywne:

- Instalacja lokalna: ciśnienie z instalacji oczyszczania, niskie spadki, konieczne odkraplacze (zal. Od stopnia osuszenia i trasy prowadzenia), wymagany bufor,
- Sieć: konieczność sprężenia, odkraplacze na sieci (zależne od stopnia osuszenia), wymagany bufor jeśli sieć lokalna, podwyższone wymagania w przypadku dostawy do sieci gazu ziemnego,
- Gaz sprężony w zbiorniku: dodatkowe zbiorniki mogą spełniać rolę bufora, wysokie sprężenie przy załadunku do butli, reduktory przy rozładunku, wrażliwość ładunku w czasie transportu,
- Gaz skroplony: wysoki stopień oczyszczenia, osuszenie, schłodzenie do  $-160^{\circ}\text{C}$ , zmniejszenie objętości 600 krotne.

### Krok 3 w etapie M

Jak zmierzyć wydajność i koszty PS i jego alternatyw?

- Kosztami nie są pieniądze, ale zasoby ograniczające: czas, informacje, materiały, energia, przestrzeń, wiedza.

Mierzalna wydajność i koszty:

- Instalacja lokalna:  $\text{m}^3 / \text{Pa}$ ; ( $[\text{m}^3]$ – objętość przesłana,  $[\text{Pa}]$  – strata ciśnienia na przesyle do najniekorzystniejszego punktu instalacji),
- Sieć:  $\text{m}^3 / \text{Pa}$ ; ( $[\text{m}^3]$ – objętość przesłana,  $[\text{Pa}]$  – strata ciśnienia na przesyle do najniekorzystniejszego punktu sieci), alternatywne ujęcie kosztu: praca sprężania,
- Gaz sprężony w zbiorniku:  $\text{m}^3 / \text{kJ}$ ; ( $[\text{m}^3]$ – objętość przesłana,  $[\text{kJ}]$  – praca poświęcona na sprężenie i transport zbiornika), alternatywne ujęcie kosztu: odległość transportu,

- Gaz skroplony:  $m^3 / kJ$ ; ( $m^3$ )– objętość przesłana (ubytek z parowania w czasie transportu),  $[kJ]$  – praca poświęcona na schłodzenie, transport zbiornika, ogrzewanie),
- Sprawność systemu (granice systemu!) (energia uzyskana do energii włożonej): wartość opałowa  $[MJ/m^3]$  / przygotowanie, załadunek, transport, rozładunek.

#### Krok 4 w etapie M

Wybór – która technologia jest najbardziej obiecująca?

Technologie alternatywne:

- Sieć
- Gaz sprężony w zbiorniku

#### Krok 5 w etapie M

Jak PS i jego główne alternatywy były, są i oczekuje się, że będą funkcjonowały?

- Opis dla PS (i jego głównych alternatyw) z kontekstem= nad-system (technologia, ekonomia, środowisko, społeczność i pod-systemy (rysunek 78)
- Historia i oczekiwana przyszłość,
- Obecne trendy.

Funkcja:

- Transport biogazu od źródła do miejsca odbioru

#### Krok 6 w etapie M

Bramę zamknięto dzięki wynikom zgromadzonym z przedstawionych wcześniej kroków w etapie M.

### Etap A

#### Krok 1 w etapie A

Wyodrębnij z problemów PS (tabela 59, tabela 60) zasoby ograniczające.

- Które problemy są krytyczne?
- Przekształć grupy problemów w sprzeczności.
- Zidentyfikuj zasoby ograniczające dla grup problemów.

*Tabela 59: Alternatywne technologie – problemy krytyczne*

| <b>Alternatywna technologia</b> | <b>Krytyczne problemy</b>   |
|---------------------------------|---|
| Sieć                            | Strata na przesyłce, przygotowanie jakości do wymogów sieci, magazynowanie gazu, ciągły dopływ gazu z biogazowni, brak elastyczności w wyborze odbiorców  |
| Gaz sprężony w zbiorniku        | Załadunek, rozładunek (stacja nie musi być rozładowana z gazu, może być podłączana bezpośrednio do instalacji wewnętrznej), odporność na uszkodzenia w czasie transportu, szkolenie obsługi, wymagane standardowe miejsce składowania/postoju; transport substratu i transport produktu ograniczone obszarowo ze względu na opłacalność |

|   |   |   |
|---|---|---|
| <p>1. Zespół transportowy; brak</p> <p>2. System dróg – przed lub w trakcie rozbudowy</p> <p>3. Strefy zagrożenia wybuchem biogazowni</p> <p>4. Odbiorca biogazu – tylko w sąsiedztwie</p> <p>5. Dostawcy biogazu – produkcja na własny użytek</p> <p>6. Krajowy system energetyczny – utrudniona sprzedaż do sieci elektrycznej</p> <p>7. Rynek energetyczny – mało dynamiczny</p> | <p>1. Zespół transportowy (nieliczne przypadki): samochód, przyczepa, wagon, barka</p> <p>2. System dróg – polepszony system dróg, kolej (myto)</p> <p>3. Strefy zagrożenia wybuchem bez zmian</p> <p>4. Odbiorca biogazu – z wąską ofertą biogazu</p> <p>5. Dostawcy biogazu – produkcja na własny lub lokalny użytek</p> <p>6. Krajowy system energetyczny – ułatwiona sprzedaż do sieci elektrycznej</p> <p>7. Rynek energetyczny – wzrastająca dynamika</p> | <p>1. Zespół transportowy: samochód, przyczepa, wagon, barka (napęd nowym paliwem)</p> <p>2. System dróg – polepszony system dróg (myto)</p> <p>3. Strefy zagrożenia wybuchem bez zmian</p> <p>4. Odbiorca biogazu – z szeroką ofertą biogazu</p> <p>5. Dostawcy biogazu – produkcja nadwyżek lub całkowicie nastawiona na sprzedaż</p> <p>6. Krajowy system energetyczny – ułatwiona sprzedaż do sieci elektrycznej</p> <p>7. Rynek energetyczny – bardzo dynamiczny</p> |
| <p>Instalacja lub sieć lokalna, brak mobilnej stacji; (transport gazów technicznych)</p>  | <p>System dystrybucji – sieć lokalna, instalacja lokalna (spalenie na miejscu); sieć krajowa (elektryczna)</p>  | <p>System dystrybucji - mobilna stacja; instalacja lokalna; sieć lokalna</p>  |
| <p>Zbiorniki ze stali</p> <p>Zespół zaworów ładujących i rozładujących</p> <p>Bio-metan</p>   | <p>Zbiorniki ze stali</p> <p>Zespół zaworów ładujących i rozładujących</p> <p>Bio-metan; sprężony bio-metan, (liquified bio-methane)</p>  | <p>Zbiorniki z tworzywa sztucznego (kompozyt)</p> <p>Zespół zaworów ładujących i rozładujących</p> <p>Biogaz (niskie oczyszczenie), skompresowany bio-metan, Biogaz w stanie ciekłym (bio liquified gas)</p>  |
| <p>2004</p>   | <p>2014</p>   | <p>2024</p>   |

Rysunek 81: Operator systemowy

Tabela 60: Problemy w postaci sprzeczności powiązane z zasobami ograniczającymi

| Problem w postaci sprzeczności opisowej   | Zasób ograniczający związany z problemem          |
|---|---|
| <b>System: Sieć</b>   |   |
| <p>Strata na przesyłce<br/>Chcemy dokonać przesyłu by dostarczyć energię do odbiorcy, ale powoduje to straty energii, ale także nie chcemy dokonać przesyłu by nie powodować strat energii, ale nie dostarczymy energii do odbiorcy (występuje w prognozie „rynek”).</p>  | Odległość wytwórcy (reaktor) - odbiorcy           |
| <p>Przygotowanie jakości do wymogów sieci</p>   | --  |
| <p>Magazynowanie gazu<br/>Chcemy magazynować energię w celu przetrzymania jej do czasu odbioru, ale powoduje to konieczność utrzymania wysokiej objętości zbiorników ciśnieniowych (lub tkaninowych), ale także nie chcemy magazynować energii by nie utrzymywać objętości zbiorników, ale nie możemy przetrzymać energii do czasu odbioru (występuje w prognozie „rynek”).</p> | Wielkość magazynu gazu                            |
| <p>Ciągły dopływ gazu z biogazowni<br/>Chcemy ciągłego dopływu biogazu w celu utrzymania efektywności fermentacji, ale nie jest to zharmonizowane z planem odbioru, ale także nie chcemy ciągłego dopływu biogazu by zharmonizować produkcję z planem odbioru ale obniża to efektywność procesu fermentacji (występuje w prognozie „rynek”).</p>                                | Balans strumienia z reaktora i strumienia odbioru |
| <p>Brak elastyczności w wyborze odbiorców<br/>Chcemy dotrzeć do każdego odbiorcy by wyrównać zmienność odbioru, ale wymaga to zwiększenia dystansu dostawy i nie chcemy dotrzeć do każdego odbiorcy (chcemy dotrzeć do wybranych) by zmniejszyć koszty dostawy, ale szanse na wyrównanie zmienności odbioru są mniejsze.</p>  | Zmienność strumienia odbioru gazu                 |
| <b>System: Gaz sprężony w zbiorniku</b>   |   |
| <p>Załadunek<br/>Chcemy dokonać załadunku by móc transportować biogaz wybranym środkiem transportu, ale załadunek konsumuje energię, ale także nie chcemy dokonać załadunku by nie zużywać energii, ale nie możemy transportować biogazu wybranym środkiem transportu (występuje w prognozie „rynek”).</p>  | Energia zużywana na załadunek gazu                |
| <p>Rozładunek (stacja nie musi być rozładowana z gazu, może być podłączana bezpośrednio do instalacji wewnętrznej),<br/>Chcemy rozładować biogaz by przekazać go odbiorcy, ale wymaga to energii, ale także nie chcemy dokonać rozładunku by nie zużywać energii, ale nie prześlemy biogazu odbiorcy (występuje w prognozie „rynek”).</p>                                       | Energia zużywana na rozładunek gazu               |

Tabela 60 c.d.: Problemy w postaci sprzeczności powiązane z zasobami ograniczającymi

| Problem w postaci sprzeczności opisowej   | Zasób ograniczający związany z problemem  |
|---|---|
| System: Gaz sprężony w zbiorniku  |   |
| <p>Załadunek</p> <p>Odporność na uszkodzenia w czasie transportu</p> <p>Chcemy by zbiorniki były odporne na uszkodzenia w czasie transportu w celu zapewnienia maksymalnego bezpieczeństwa, ale waga zespołu zbiorników wzrasta, ale także nie chcemy odporności zbiorników na uszkodzenia by zmniejszyć ich wagę, ale poziom bezpieczeństwa maleje (występuje w prognozie „rynek”).</p> <p>Szkolenie obsługi</p> <p>Ciśnienie gazu w mobilnej stacji powinno być wysokie by zwiększyć transportowaną objętość gazu (w jednostce objętości zbiornika), ale obsługa zbiorników wysokiego ciśnienia wymaga szkolenia i nie chcemy by ciśnienie było wysokie by obsługa nie wymagała szkolenia, ale transportowana objętość (w jednostce objętości zbiornika) jest mniejsza (występuje w prognozie „rynek”).</p> <p>Wymagane standardowe miejsce składowania/postoju;</p> <p>Miejsce postoju mobilnej stacji powinno być specjalnie przygotowane by podwyższyć bezpieczeństwo przeładunku, ale wymaga inwestycji po stronie odbiorcy, oraz miejsce postoju powinno być dowolne by nie wymagało inwestycji po stronie odbiorcy, jednak obniża bezpieczeństwo przeładunku (występuje w prognozie „rynek”).</p> <p>Transport substratu i transport produktu ograniczone obszarowo ze względu na opłacalność (! Możliwość wykorzystania tych samych środków transportu?)</p> <p>Chcemy by odległość, z której pozyskiwany jest substrat była większa w celu wyrównania dostaw (skład substratu), ale koszty transportu wpływają silnie na koszt biogazu i nie chcemy by odległość, z której pozyskiwany jest substrat była większa (by była mniejsza) w celu obniżenia kosztów transportu, ale wyrównanie dostaw (składu substratu) jest niskie.</p> | <p>Wytrzymałość konstrukcji</p> <p>Czas szkolenia, zasoby ludzkie</p> <p>Przygotowana powierzchnia</p> <p>Odległość: wkład – reaktor – odbiorca</p> <p>Koncept: mobilna stacja wykorzystująca transport substratu (składu) – kurs biogazownia-źródło wkładu jest pusty – może przewozić biogaz (dostosowanie wielkości do rozmiaru zasobników na wkład)</p> |



## **Krok 2 w etapie A**

Zdefiniuj grupę rozwiązań odnoszących się do zasobów ograniczających:

- Rozpoznaj istotne wzorce.
- Skorzystaj z rozwiązań analogicznych z wzorcami ewolucji.

Sprawdź współistnienie przewidywanej przyszłości z informacjami dostępnymi nt. Kontekstu.

Analiza zaobserwowanych trendów:

- Dostawca biogazu dostarcza biogazu ponad swoje potrzeby, lub nie posiada potrzeb energetycznych – produkcja biogazu staje się uzależniona od dostępności wkładu, nie koniecznie połączona z bezpośrednim wykorzystaniem energii powstającej ze spalania biogazu w miejscu wytworzenia.
- Dostawa do większej liczby odbiorców: system dostawy biogazu przechodzi ewolucję od zużycia biogazu w miejscu, poprzez dostawę do najbliższej instalacji, dostawę do okolicznych odbiorców, do uniezależnienia się od transportu sieciowego i przeniesienia transportu na mobilną stację biogazu.

## **Krok 3 w etapie A**

Dopasuj serie danych parametrów mierzących wydajność i koszty

- Zbierz i oczyść serie danych.
- Dopasuj krzywą S.
- Popraw jakość dopasowania.

Dopasowania krzywej logistycznej – rysunek 74, rysunek 75.

## **Krok 4 w etapie A**

Zbuduj podsumowanie o przyszłych cechach PS

- Oceń cech PS.
- Pogrupuj (chunk) cech do postaci cech głównych.

Wnioski:

System dystrybucji biogazu w Polsce uzależniony jest przede wszystkim od źródła biogazu. O stanie systemu dystrybucji decyduje rozmieszczenie źródeł biogazu. Skupiając się na biogazowniach rolniczych, które mogą produkować nadwyżki biogazu niewykorzystywane w miejscu produkcji biogazu, analizę systemu dystrybucji przeprowadzono w oparciu o obecną produkcję energii z biogazu.

- Zgodnie z wykonaną prognozą w ciągu 10 lat do roku 2024 przyrost produkcji biogazu rolniczego ulegnie zatrzymaniu. Prognozę tę wykonano przy założeniu kontynuacji obecnych rozwiązań technologicznych w systemie biogazowni.
- Odległość pomiędzy biogazownią a potencjalnym odbiorcą biogazu ulegnie skróceniu ze względu na zwiększenie liczby biogazowni na terenie Polski – zgodnie z założeniami programu Ministerstwa Gospodarki wyznaczającym cel budowy jednej biogazowni na gminę do 2020.
- Koszty transportu – poza rurociągami t.j. Samochodowy, kolejowy, rzeczny – będą wzrastać ze względu na koszty paliwa konwencjonalnego. Do roku 2025

przewiduje się obniżenie kosztów transportu a co za tym idzie zwiększenie zasięgu transportu w wyniku wprowadzenia nowego paliwa np. biogaz, energia elektryczna.

### Krok 5 w etapie A

Przygotowanie prognozy zdecydowano zakończyć na etapie bramy A. Jako podsumowanie prognozy przyjęto wyniki z kroków 1-3 w etapie A, które zostały podsumowane w etapie 4.



Rysunek 82: Mapa rozmieszczenia obecnych biogazowni rolniczych w Polsce. (przygotowano w GoogleMaps, dostęp do danych 2014)

## 6.3. Podsumowanie prognozy

Przedstawione prognozy dotyczą odpowiednio:

- Prognozy rozwoju rynku biogazu w Polsce.
- Prognozy rozwoju systemów dystrybucji biogazu w Polsce.

Zbiorcze wnioski z przygotowanych prognoz zebrano poniżej:

- Koszty transportu wkładu do biogazowni rolniczych chwilowo będą wzrastać ze wzrostem cen paliwa opartego na ropie. W perspektywie do 2024 koszty mogą ulegnąć zmniejszeniu ze względu na zastosowanie nowych rodzajów paliw np. sprężony metan, energia elektryczna.
- Odległość pomiędzy biogazownią, a odbiorcą energii będzie się zmniejszać ze względu na wzrost zagęszczenia biogazowni (rysunek 79) co motywowane jest wprowadzonym przez polskie Ministerstwo Gospodarki programem wsparcia dla budowy biogazowni – cel: jedna biogazownia w każdej gminie do roku 2020.

- Wielkość produkcji biogazu z oczyszczalni ścieków i z wysypisk odpadów przy obecnej technologii osiągnie nasycenie około roku 2025.

Punkt pośredni w roku 2020 wynika z celu wyznaczonego w programie Ministerstwa Gospodarki jako wybudowanie jednej biogazowni rolniczej w każdej gminie do roku 2020. W celu przygotowania prognozy z wykorzystaniem krzywej logistycznej docelową liczbę biogazowni, założoną w programie, przeliczono szacunkowo na wielkość rocznej produkcji energii [TJ]. Poniżej przedstawiono dokładne wyliczenie otrzymanej wartości (tabela 61).

*Tabela 61: Wyliczenie wielkości produkcji energii z biogazowni planowanych do zbudowania w ramach programu Ministerstwa Gospodarki*

| Przeliczenie punktu celu pośredniego |           |      |
|--------------------------------------|-----------|------|
| Liczba gmin w Polsce                 |           |      |
| Ogółem                               | 2479      |      |
| Wiejskie                             | 1566      |      |
| wiejsko-miejskie                     | 608       |      |
| Miejskie                             | 305       |      |
| Biogazownie rolnicze                 |           |      |
| średnia wielkość na 2014             | 68,97     | TJ/a |
| Cel wg programu rządowego na 2020    |           |      |
| Ogółem                               | 170976,63 | TJ/a |
| wiejskie                             | 108007,02 | TJ/a |
| wiejsko-miejskie                     | 41933,76  | TJ/a |
| miejskie                             | 21035,85  | TJ/a |

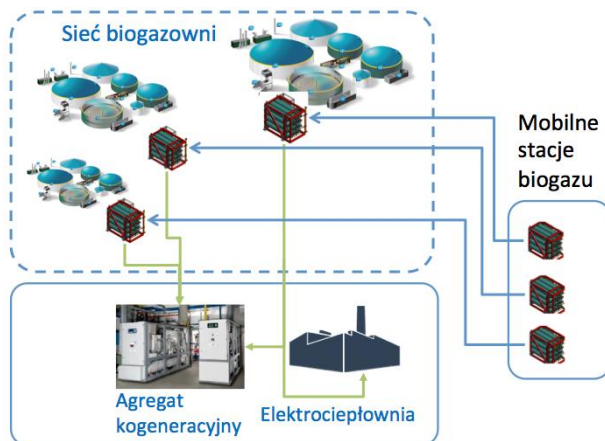
Średnią wielkość biogazowni rolniczej wyliczono na podstawie danych o wielkości produkcji energii w 37 istniejących w Polsce biogazowniach rolniczych (wg danych Agencji Rynku Rolnego – stan na styczeń 2014).

Energia rozumiana jest tutaj jako suma energii cieplnej i elektrycznej.

## Informacje dodatkowe o prognozie

Skład biogazu – ma wpływ na wybór konstrukcji zbiornika ciśnieniowego.

Ideowy schemat pracy mobilnej stacji biogazu na odcinku biogazownia – odbiorca biogazu przedstawiony został na rysunku 83.



Rysunek 83: Schemat pracy mobilnej stacji biogazu (odcinek: biogazownia – odbiorca biogazu)

## Wnioski z prognozowania

- Roczna produkcja biogazu przez średnią biogazownię rolniczą w Polsce wyniesie 4,35 mln m<sup>3</sup>.
- dzienna produkcja biogazu przez biogazownię rolniczą wyniesie 11 930 m<sup>3</sup>,
- zapotrzebowanie średniego obiektu przemysłowego na biogaz wyniesie 1mln m<sup>3</sup> biogazu rocznie,
- jedna średnia biogazownia może obsługiwać do 4 obiektów przemysłowych zapewniając całkowite zapotrzebowanie na energię,
- dzienna dostawa biogazu do odbiorcy (2740 m<sup>3</sup> biogazu),
- jedna mobilna stacja może obsłużyć 4 odbiorców z zapotrzebowaniem ok. 1mln m<sup>3</sup>.

## Wskazówki do projektowania mobilnej stacji dystrybucji biogazu

Wskazówki do opracowania projektu konstrukcyjnego mobilnej stacji biogazu:

- mobilna stacja będzie transportowana w miejskim ruchu drogowym, krajowym ruchu kolejowym i rzeczonym – należy uwzględnić ograniczenia masy całkowitej zespołu mobilnej stacji biogazu,
- mobilna stacja będzie zabudowana w ramie dostosowanej do standardów transportu drogowego, rzecznoego oraz kolejowego,
- system transportu biogazu z zastosowaniem mobilnej stacji będzie umożliwiał transport jednorazowy min. 2740 m<sup>3</sup> biogazu,
- średnia odległość dostawy max 50 km (weryfikacja na podstawie istniejącej mapy biogazowni rolniczych),
- czas tankowania biogazu w biogazowni (max. 5 h),
- kalkulacja: jedna średnia biogazownia dostarcza biogazu dla czterech zakładów przemysłowych, jedna mobilna stacja dostarcza biogaz dla jednego przedsiębiorstwa, stąd konieczne są cztery cykle ładowania stacji na dobę, zakładając po jednej godzinie na cykl na obsługę techniczną daje to 5 h na cykl ładowania stacji,
- ciśnienie dostosowane do wytrzymałości zbiorników ciśnieniowych,
- sugerowane zastosowanie zbiorników kompozytowych,
- mobilna stacja będzie wymieniana po zużyciu biogazu u odbiorcy,
- mobilna stacja będzie elementem systemu instalacji gazowej na terenie odbiorcy (wykorzystanie wysokiego ciśnienia z mobilnej stacji do transportu gazu w instalacji gazowej odbiorcy.),
- mobilna stacja będzie regulowała ciśnienie podawania biogazu do instalacji odbiorcy (w zależności od rodzaju instalacji po stronie odbiorcy mobilna stacja gazowa będzie miała możliwość spełnienia funkcji stacji redukcyjnej tj.: filtr, armatura odcinająca, ciągi redukcyjne, ciągi pomiarowe, obejście serwisowe.),
- mobilna stacja będzie wyposażona w szybkie łącze (manualne, obsługiwane przez operatora) do systemu instalacji odbiorcy (czas przyłączenia max 15 min.i rozłączenia max. 15 min.),
- mobilna stacja będzie pozostawiana na terenie odbiorcy wraz z układem jezdycznym (np. Przyczepa, naczepa),
- zalecany czas wymiany stacji u odbiorcy max. 30 min.,
- dostosowanie przyłącza mobilnej stacji do istniejących rozwiązań w instalacji biogazowni.

## Załączniki do prognozy

Tabela 62: Roczne wydajności instalacji wytwarzania biogazu rolniczego przez biogazownie rolnicze w Polsce – stan na styczeń 2014. (MWhe – energia elektryczna, MWht – energia termiczna) (źródło: ARR OT Poznań 2014)

| Biogazownia | Roczna wydajność instalacji wytwarzania |           |           |
|-------------|---|-----------|-----------|
|             | #                                       | MWhe/a    | MWht/a    |
| 1           | a                                       | 16761,384 | 17392,104 |
|             | b                                       | 7458,26   | 8680,284  |
|             | c                                       | 4927,5    | 5361,12   |
|             | d                                       | 4927,5    | 5408,424  |
|             | e                                       | 4927,5    | 5408,424  |
|             | f                                       | 8380,7    | 8522,604  |
|             | g                                       | 8380,7    | 8520      |
|             | h                                       | 2602      | 2696      |
| 2           |   | 1300      | 1500      |
| 3           |   | 9000      | 12500     |
| 4           |   | 14400     | 8100      |
| 5           |   | 4208      | 4040      |
| 6           |   | 13500     | 14500     |
| 7           |   | 7200      | 8800      |
| 8           |   | 4471      | 4625      |
| 9           |   | 10000     | 9600      |
| 10          |   | 17083     | 18194     |
| 11          |   | 12800     | 14400     |
| 12          |   | 7876,116  | 8199,36   |
| 13          |   | 12800     | 12960     |
| 14          |   | 15200     | 15360     |
| 15          |   | 8147      | 11406     |
| 16          |   | 5493      | 5326      |
| 17          |   | 6200      | 6350      |
| 18          |   | 17520     | 17660     |
| 19          |   | 14400     | 8100      |
| 20          |   | 17520     | 18089     |
| 21          |   | 10200     | 11050     |
| 22          |   | 9000      | 9300      |
| 23          |   | 3400      | 3750      |

Tabela 62 cd.: Roczne wydajności instalacji wytwarzania biogazu rolniczego przez biogazownie rolnicze w Polsce – stan na styczeń 2014. (MWh<sub>e</sub> – energia elektryczna, MWh<sub>t</sub> – energia termiczna) (źródło: ARR OT Poznań 2014)

| <b>Biogazownia</b> | <b>Roczna wydajność instalacji wytwarzania</b> |             |             |
|--------------------|--|-------------|-------------|
| 24                 | 14902  | 14452       |             |
| 25                 | 10200  | 10370       |             |
| 26                 | 8326   | 9394        |             |
| 27                 | 19000  | 19500       |             |
| 28                 | 4000   | 5168        |             |
| 29                 | 9320   | 9608        |             |
| 30                 | 13500  | 13500       |             |
| 31                 | 9328   | 9787        |             |
| 32                 | 13665  | 14480       |             |
| 33                 | 7694   | 8000        |             |
| 34                 | 3200   | 3560        |             |
| 35                 | 8400   | 8832        |             |
| 36                 | 6660   | 6640        |             |
| 37                 | 7800   | 7847        |             |
| Suma               | MWh/a  | 416078,7    | 426936,3    |
|                    | TJ   | 1497,9      | 1537,0      |
| Średnia            | MWh/a  | 9456,3      | 9703,1      |
| Średnia            | MJ   | 34042799,45 | 34931153,45 |
|                    | TJ   | 34,04       | 34,93       |

## SPIS AKTÓW PRAWNYCH

Część aktów prawnych dotyczących transportu materiałów niebezpiecznych jest wspólna dla każdej z dróg transportu tj. drogowej, kolejowej, wodnej. Akty prawne wspólne dla wszystkich trzech rodzajów dróg transportowych zebrane zostały poniżej. Wspólne akty prawne pozostawiono w listach dedykowanych do poszczególnych rodzajów dróg transportowych i zaznaczono je pismem pochyłym.

- Ustawa z 19 sierpnia 2011 r. o przewozie towarów niebezpiecznych, Dz.U. z 2011 r. Nr 227, poz. 1367.
- Ustawa z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o transporcie drogowym oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2011 r. Nr 244 poz. 1454.
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia, 13 kwietnia 2012 r. w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych, Dz.U. z 2012, poz. 436.
- Dyrektywa 2010/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 czerwca 2010 r. w sprawie w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych oraz uchylających dyrektywy Rady 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/526/EWG, 84/527/EWG oraz 1999/36/WE.

### **Transport drogowy**

- Oświadczenie Rządowe z dnia 28 maja 2013 r. W sprawie wejścia w życie zmian do załączników a i B Umowy europejskiej dotyczącej międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych (ADR), sporządzonej w Genewie dnia 30 września 1957 r., Dz. U. z 2013 r., poz. 815.
- Ustawa z 19 sierpnia 2011 r. o przewozie towarów niebezpiecznych, Dz.U. Z 2011 r. Nr 227, poz. 1367.
- Ustawa z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o transporcie drogowym oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. Z 2011 r. Nr 244, poz. 1454.
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 15 lutego 2012 r. w sprawie świadectwa dopuszczenia pojazdu ADR, Dz.U. Z 2012 r., poz. 192.
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 13 kwietnia 2012 r. w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych, Dz.U. Z 2012, poz. 436.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 sierpnia 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo o ruchu drogowym, Dz.U. z 2012 r. Nr 0, poz. 1137.
- Rozporządzenie Ministrów Infrastruktury oraz Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 31 lipca 2002 r. W sprawie znaków i sygnałów drogowych, Dz.U. z 2002 r. Nr 170, poz. 1393.
- Rozporządzenie Ministrów Infrastruktury oraz Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 23 września 2008 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie znaków i sygnałów drogowych, Dz.U. z 2008 r. Nr 179, poz. 1104.
- Rozporządzenie Ministrów Infrastruktury oraz Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 14 kwietnia 2010 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie znaków i sygnałów drogowych, Dz.U. z 2010 Nr 65, poz. 412.



- Rozporządzenie Ministrów Infrastruktury oraz Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 12 kwietnia 2011 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie znaków i sygnałów drogowych, Dz.U. z 2011 r. Nr 89, poz. 509.
- Rozporządzenie Ministrów Infrastruktury oraz Spraw Wewnętrznych i Administracji z dnia 9 czerwca 2011 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie znaków i sygnałów drogowych, Dz.U. 2011 Nr 124, poz. 705.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 września 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o transporcie drogowym, Dz.U. z 2012 r. Nr 0, poz. 1265.
- Dyrektywa 2008/68/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 września 2008 r. w sprawie transportu lądowego towarów niebezpiecznych.
- Dyrektywa 2010/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 czerwca 2010 r. w sprawie w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych oraz uchylających dyrektywy Rady 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/526/EWG, 84/527/EWG oraz 1999/36/WE.
- Umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych (ADR).
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 30 sierpnia 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy – Prawo o ruchu drogowym, Dz.U. Z 2012 Nr 0, poz. 1137.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 14 września 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o transporcie drogowym, Dz.U. z 2012 r. Nr 0, poz. 1265.

### **Transport kolejowy**

- Konwencja o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzona w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. Z 1985 r. Nr 34, poz. 158).
- Protokół z dnia 3 czerwca 1999 r. wprowadzający zmiany do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. Z 2007 r., Nr 100, poz. 674).
- Oświadczenie Rządowe z dnia 12 lutego 2007 r. W sprawie mocy obowiązującej Protokołu z dnia 3 czerwca 1999 r. wprowadzającego zmiany do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. Z 2007 r., Nr 100, poz. 675).
- Oświadczenie Rządowe z dnia 7 lipca 2009 r. uzupełniające oświadczenie rządowe z dnia 12 lutego 2007 r. w sprawie mocy obowiązującej Protokołu z dnia 3 czerwca 1999 r. Wprowadzającego zmiany do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. Z 2009 r. Nr 167, poz. 1318).
- Zmiany do regulaminu międzynarodowego przewozu kolejami towarów niebezpiecznych (RID), stanowiącego załącznik C do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. z 2011 r. Nr 137, poz. 804).
- Oświadczenie rządowe z dnia 16 maja 2011 r. w sprawie wejścia w życie zmian do Regulaminu międzynarodowego przewozu kolejami towarów niebezpiecznych

(RID), stanowiącego załącznik C do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. z 2011 r. Nr 137, poz. 805).

- Oświadczenie Rządowe z dnia 22 maja 2013 r. w sprawie wejścia w życie zmian do Regulaminu międzynarodowego przewozu kolejami towarów niebezpiecznych (RID), stanowiącego załącznik C do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r. (Dz.U. Z 2013 r., poz. 840).
- Ustawa z 19 sierpnia 2011 r. o przewozie towarów niebezpiecznych, (Dz. U. Z 2011 r. Nr 227, poz. 1367).
- Ustawa z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o transporcie drogowym oraz niektórych innych ustaw, (Dz. U. z 2011 r. Nr 244, poz. 1454).
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 13 kwietnia 2012 r. w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych, (Dz.U. z 2012 r., poz. 436).
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 19 stycznia 2007 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o transporcie kolejowym, (Dz.U. z 2007 r. Nr 16, poz. 94).
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 18 lipca 2005 r. w sprawie ogólnych warunków prowadzenia ruchu kolejowego i sygnalizacji, (Dz.U. Z 2005 Nr 172, poz. 1444).
- Dyrektywa 2008/68/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 24 września 2008 r. w sprawie transportu lądowego towarów niebezpiecznych.
- Dyrektywa 2010/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 czerwca 2010 r. w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych oraz uchylających dyrektywy Rady 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/526/EWG, 84/527/EWG oraz 1999/36/WE.
- Oświadczenie Rządowe z dnia 22 maja 2013 r. w sprawie wejścia w życie zmian do Regulaminu międzynarodowego przewozu kolejami towarów niebezpiecznych (RID), stanowiącego załącznik C do Konwencji o międzynarodowym przewozie kolejami (COTIF), sporządzonej w Bernie dnia 9 maja 1980 r., uwzględniający zmiany, które weszły w życie z dniem 1 stycznia 2013 r., (RID 2013).
- Ustawa o transporcie kolejowym, (Dz.U. Z 2007 Nr 16 poz. 94) tekst jednolity.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 20 września 2012 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy o materiałach wybuchowych przeznaczonych do użytku cywilnego, Dz.U. z 2012 r., poz. 1329.

### **Transport wodny**

- Umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu śródlądowymi drogami wodnymi towarów niebezpiecznych (ADN), zawarta w Genewie dnia 26 maja 2000 r. (Dz.U. z 2010 r. Nr 235, poz. 1537).
- Oświadczenie Rządowe z dnia 13 sierpnia 2010 r. w sprawie mocy obowiązującej Umowy europejskiej dotyczącej międzynarodowego przewozu śródlądowymi drogami wodnymi towarów niebezpiecznych (ADN), zawartej w Genewie dnia 26 maja 2000 r. (Dz.U. z 2010 r. Nr 235, poz. 1538).
- Ustawa z 19 sierpnia 2011 r. o przewozie towarów niebezpiecznych, Dz. U. z 2011 r. Nr 227, poz. 1367.

- Ustawa z dnia 16 września 2011 r. o zmianie ustawy o transporcie drogowym oraz niektórych innych ustaw, Dz.U. z 2011 r. Nr 244, poz. 1454.
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 13 kwietnia 2012 r. w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych, Dz.U. z 2012 r., poz. 436.
- Rozporządzenie Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej z dnia 14 sierpnia 2012 r. w sprawie świadectwa dopuszczenia statku ADN, Dz.U. z 2012, poz. 974.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 czerwca 2006 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o żegludze śródlądowej, Dz.U. z 2006 r. Nr 123, poz. 857.
- Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 28 kwietnia 2003 r. w sprawie przepisów żeglugowych na śródlądowych drogach wodnych, Dz. U. Z 2003 r. Nr 212, poz. 2072.
- Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 5 listopada 2010 r. w sprawie wymagań technicznych i wyposażenia statków żeglugi śródlądowej oraz upoważniania podmiotów do wykonywania przeglądów technicznych statków, Dz.U. z 2010 r. Nr 216, poz. 1423.
- Dyrektywa 2010/35/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 czerwca 2010 r. w sprawie w sprawie ciśnieniowych urządzeń transportowych oraz uchylających dyrektywy Rady 76/767/EWG, 84/525/EWG, 84/526/EWG, 84/527/EWG oraz 1999/36/WE.
- Obwieszczenie Marszałka Sejmu Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 9 czerwca 2006 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o żegludze śródlądowej, Dz.U. z 2006 r. Nr 123, poz. 857 tekst jednolity

### **Przepisy dozoru technicznego**

- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 16 lipca 2002 r (Dz.U. Nr 120; poz.1021) w sprawie rodzajów urządzeń podlegających dozorowi technicznemu:
- Ustawa o przewozie drogowym towarów niebezpiecznych (Dz.U. Nr 199, poz.1671)

### *Butla<sup>5</sup>*

- Świadectwo odbioru 3.1B lub 3.1C – PN- EN 10204+A1- Wyroby metalowe - Rodzaje dokumentów kontroli, skład chemiczny, wskaźniki wytrzymałościowe.
- Projektowanie i konstrukcja.
- Wg PN-EN1964-1 Butle do transportu gazu...
- Zgodność materiału butli i zaworu z zawartością gazu ISO 11114:1.

### **Normy**

- Norma PN-EN 1089-3:2004 ustala system kodowania barwnego mający na celu identyfikację zawartości butli do gazów technicznych i medycznych.
- PN-EN 12245+A1:2012 - wersja angielska; Butle do gazów - Butle wykonane z kompozytów całkowicie wzmocnione.
- PN-EN 12257:2002 - wersja angielska; Butle do gazów -- Butle z kompozytów bez szwu wzmocnione obwodowo.

---

<sup>5</sup> Butla - oznacza transportowe naczynie (jednoprzestrzeniowy, nieizolowany).

- PN-EN 13293:2003 - wersja angielska; Butle do gazów -- Warunki projektowania i konstrukcji przenośnych, znormalizowanych bezszwowych butli do gazów wielokrotnego napełniania, wykonanych ze stali manganowej o pojemności wodnej do 0,5 l, do gazów sprężonych, skroplonych i rozpuszczonych oraz o pojemności wodnej do 1 l do dwutlenku węgla.
- PN-EN 13385:2002 - wersja angielska; Butle do gazów -- Pojazdowe baterie butli na gaz nieskroplony i skroplony (z wyjątkiem acetylenu) -- Kontrola w czasie napełniania.
- PN-EN 13807:2004 - wersja angielska; Butle do gazów -- Pojazdowe baterie butli -- Projektowanie, wytwarzanie, znakowanie i badanie.
- PN-EN 14513:2005 - wersja angielska; Butle do gazów -- Urządzenia przeciwdziałające nadmiernemu ciśnieniu (z wyjątkiem butli do acetylenu).
- PN-EN 14638-1:2006 - wersja angielska; Butle do gazów -- Spawane zbiorniki wielokrotnego napełniania o pojemności nie przekraczającej 150 litrów -- Część 1: Spawane nierdzewne butle ze stali zaprojektowane i wykonane metodami eksperymentalnymi.
- PN-EN 14638-3:2010 - wersja angielska; Butle do gazów -- Spawane zbiorniki wielokrotnego napełniania o pojemności nie przekraczającej 150 litrów -- Część 3: Spawane butle ze stali węglowej zaprojektowane i wykonane metodami eksperymentalnymi.
- PN-EN 1920:2003 - wersja polska; Butle do gazów -- Butle do gazów sprężonych (z wyłączeniem acetylenu) -- Kontrola podczas napełniania.
- PN-EN ISO 10286:2007 - wersja angielska; Butle do gazów -- Terminologia.
- PN-EN ISO 10297:2009 - wersja polska; Butle do gazów -- Zawory do butli do gazów -- Specyfikacja i badanie typu.
- PN-EN ISO 10961:2012 - wersja angielska; Butle do gazów - Wiązki butli - Projektowanie, wytwarzanie, badania i kontrola.
- PN-EN ISO 11114-1:2012 - wersja angielska; Butle do gazów -- Zgodność materiałów butli i zaworu z gazem zawartym w butli -- Część 1: Materiały metalowe.
- PN-EN ISO 11114-2:2013-07 - wersja angielska; Butle do gazów -- Zgodność materiału butli i zaworu z zawartym w butli gazem -- Część 2: Materiały niemetalowe.
- PN-EN ISO 11120:2002/A1:2013-12 - wersja angielska; Butle do gazów -- Bezszwowe stalowe butle wielokrotnego napełniania do transportu sprężonego gazu, o pojemności od 150 l do 3000 l -- Konstrukcja i próby.
- PN-EN ISO 11120:2002 - wersja angielska; Butle do gazów -- Bezszwowe stalowe butle wielokrotnego napełniania do transportu sprężonego gazu, o pojemności od 150 l do 3000 l -- Konstrukcja i próby.
- PN-EN ISO 13341:2010 - wersja angielska; Butle do gazów -- Montaż zaworów do butli do gazów.
- PN-EN ISO 9809-1:2010 - wersja angielska; Butle do gazów -- Bezszwowe stalowe butle wielokrotnego napełniania gazem -- Projektowanie, konstrukcja i badania -- Część 1: Ulepszane cieplnie butle stalowe o wytrzymałości na rozciąganie mniejszej od 1 100 MPa.
- PN-EN ISO 9809-2:2010 - wersja angielska; Butle do gazów -- Bezszwowe stalowe butle wielokrotnego napełniania gazem -- Projektowanie, konstrukcja i badania --

Część 2: Ulepszane cieplnie butle stalowe o wytrzymałości na rozciąganie większej lub równej 1 100 MPa.

- PN-EN ISO 9809-3:2010 - wersja angielska; Butle do gazów -- Bezszywowe stalowe butle wielokrotnego napełniania gazem -- Projektowanie, konstrukcja i badania -- Część 3: Butle ze stali znormalizowanej.
- PN-EN 13365:2009 - wersja polska; Butle do gazów -- Wiązki butli do gazów nieskroplonych i skroplonych (z wyjątkiem acetylenu) -- Kontrola podczas napełniania.

**UWAGA:** podczas weryfikacji powyższych dokumentów należy zwrócić uwagę na fakt, że niektóre z dokumentów są aktualizowane cyklicznie w lata nieparzyste. Przedstawiona powyżej lista dokumentów była aktualna w momencie weryfikacji norm i wymagań prawnych w projekcie, ale może być nieaktualna w momencie wydania książki. Jest to jedynie punkt odniesienia podczas samodzielnej weryfikacji zgodności z aktualnie obowiązującymi normami i wymaganiami prawnymi.

## BIBLIOGRAFIA

- [1] T. Abbasi, S. M. Tauseef, and S. A. Abbasi, "A Brief History of Anaerobic Digestion and ``Biogas"," in *Biogas Energy, SpringerBriefs in Environmental Science 2*, New York, NY: Springer New York, 2012, s. 11-23.
- [2] McCarty PL (1982) One hundred years of anaerobic treatment. In: Hughes DE, Stafford DA, Wheatley BI et al (eds) *Anaerobic digestion, 1981: proceedings of the second international symposium on anaerobic digestion*. Elsevier Biomedical, Amsterdam, s. 3-22.
- [3] D. Deublein and A. Steinhauser, *Biogas from Waste and Renewable Resources: An Introduction*, 2nd ed. John Wiley & Sons, 2011.
- [4] Chawla OP (1986) *Advances in biogas technology*. Publications and Information Division, Indian Council of Agricultural Research, New Delhi.
- [5] Khanal SK (2008) *Anaerobic biotechnology for bioenergy production: principles and applications*. Wiley-Blackwell, Ames.
- [6] Lesage E, Abiet P (1952) *Gaz de fumier: derni?res techniques de production et d'utilisation (Gas from manure - the latest production techniques and use)* (in French). Diffusion nouvelle du livre (The diffusion of new books), Soissons, France.
- [7] University of Warmia and Mazury, "Small but efficient - Cost and Energy Efficient Biomethane Production Background," ERA-NET - Bioenergy, 2013.
- [8] IPPC 2006. Reference Document on Best Available Techniques for the Waste Treatments Industries.
- [9] A. Białowiec, "Hazardous emissions from municipal solid waste landfills. In. Contemporary Problems of Management and Environmental Protection (ed.) Skibniewska K.A., Department of Land Reclamation and Environmental Management, University of Warmia and Mazury in Olsztyn," pp. 7-28, 2011.
- [10] Agopsowicz M, Białowiec A., Radziemska M. 2006. Municipal waste disposal in energetic piles in SWECO technology - seven years of operation and what now? *Archives of Environmental Protection*, 32 (3), 55-66.
- [11] Benson C.H., Barlaz M.A., Lane D.T., Rawe J.M. 2007. Practice review of five bioreactor/ recirculation landfills, *Waste Management* 27: 13-29.
- [12] Keefe D.M., Chynoweth D.P. 2000. Influence of phase separation, leachate recycle and aeration on treatment of municipal solid waste in simulated landfill cells. *Bioresource Technol.*, 72: 55-66.
- [13] Knox K., Beaven R.P., Rosevear A., Braithwaite P. 2007. A technical review of leachate recirculation. The Proceedings of the XIth International Waste Management and Landfill Symposium S. Margherita di Pula, Cagliari, Italy; 1-5 October.

- [14] Reinhart D. 2007. Long-term treatment and disposal of landfill leachate State University System of Florida. Florida Center for Solid and Hazardous Waste Management. University of Florida (Report #0532022-07).
- [15] Berge N.D., Reinhart D.R., Townsend T.G. 2005. The fate of nitrogen in bio-reactor landfills. *Crit. Rev. Env. Sci. Tec.*, 35(4), 365-399.
- [16] Berge N.D., Reinhart D.R., Dietz J., Townsend T. 2006. In situ ammonia removal in bioreactor landfill leachate. *Waste Manage.*, 26(4), 334-343.
- [17] Białowiec A. 2012. Ewapotranspiracja odcieków składowiskowych w bezodpływowych systemach hydrofitowych. *Rozprawy i Monografie*, 169, Wydawnictwo UWM, Olsztyn ISBN 978-83-7299-749-4.
- [18] K. Sormunen, M. Valtari, J. Taskinen, M. Uusihakala, T. Laurila, and M. Ettala, "Leachate quality and water balance in a new bioreactor landfill,," in *Proceedings Sardinia 2011, thirteenth International Waste Management and Landfill Symposium S. Margherita*, 2011.
- [19] Baran, Turski 1999. Wybrane zagadnienia z utylizacji i unieszkodliwiania odpadów, s. 124.
- [20] Rosik-Dulewska C. 2007. Podstawy gospodarki odpadami, Wydawnictwo Naukowe PWN.
- [21] A. Białowiec, M. Agopsowicz, and M. Radziemska, "Badania pryzm energetycznych w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów w Zakurzewie koło Grudziądz, zakończone sprawozdaniem pt. Raport z badań pryzm energetycznych w Zakładzie Unieszkodliwiania Odpadów w Zakurzewie koło Grudziądz. Na zlecenie Miejskiego Zak," 2004.
- [22] Townsend T., Kumar D., Ko J. 2008. *Bioreactor Landfill Operation: A Guide for Development, Implementation and Monitoring: version 1.0 (July 1, 2008)*. Prepared for the Hinkley Center for Solid and Hazardous Waste Management, Gainesville, FL.
- [23] Reinhart, D.R. and T.G. Townsend. 1998. *Landfill Bioreactor Design and Operation*. Lewis, New York.
- [24] Pohland, F.G. (1995) *Landfill Bioreactors: Historical Perspective, Fundamental Principles and New Horizons in Design and Operations*, In EPA Seminar Publication: *Landfill Bioreactor Design and Operation*.
- [25] Powell, J. (2005). *Trace Gas Quality, Temperature Control and Extent of Influence from Air Addition at a Bioreactor Landfill*, ME Thesis, University of Florida.
- [26] Reinhart, D., Berge, N., Batarseh, E. (2006) *Economic Comparison of Anaerobic and Aerobic Bioreactor Landfills*, a presentation at the 11th Annual SWANA Landfill Symposium, Nashville, Tennessee.
- [27] Warith M., Li X., Jin H. 2005. Bioreactor landfills: state-of-the-art review. *Emirates Journal for Engineering Research*, 10 (1), 1-14.

- [28] Białowiec A., Wiśniewski D., Pulka J. Wiśniewski A. 2015. The influence of hydraulic loading rate of Sequence-Anaerobic-Bioreactor on fermentation conditions and generation of biogas. *Annual Set the Environment Protection*. Vol. 17 Part 2.
- [29] P. L. McCarty, "Anaerobic Waste Treatment Fundamentals," *Chem. Microbiol.*, vol. 95, no. 9, pp. 107-112, 1964.
- [30] Głuchowski M. 2008, Proces produkcji biogazu podczas fermentacji beztlenowej: <http://tiny.pl/h7mg1>.
- [31] J. Skorek, J; Cebula, J; Latocha, L; Kalina, "Pozyskiwanie i energetyczne wykorzystanie biogazu z biogazowni rolniczych," *Gospod. Paliwami i Energ.*, vol. 12, pp. 15-19, 2003.
- [32] C. Clark, R. G. Zytner, and E. McBean, "Analyzing volatile organic siloxanes in landfill biogas," *Can. J. Civ. Eng.*, vol. 39, no. 6, pp. 667-673, 2012.
- [33] S. Rasi, J. Lehtinen, and J. Rintala, "Determination of organic silicon compounds in biogas from wastewater treatments plants, landfills, and co-digestion plants," *Renew. Energy*, vol. 35, no. 12, pp. 2666-2673, 2010.
- [34] A. Białowiec and J. Pulka, "Raport z badań właściwości biogazu ujmowanego z 5 instalacji w kraju," Olsztyn, 2013.
- [35] Czurejno M., Gaj K. (2005), Modelowanie gazowego i energetycznego potencjału składowisk odpadów komunalnych, *Ochrona Powietrza i Problemy Odpadów*, vol. 39, 3.
- [36] Gaj K., Cybulska H. (2002a), Modelowanie emisji biogazu ze składowisk odpadów komunalnych. Część 1. Podstawy modelowania, analiza wybranych modeli i zakresy stosowanych parametrów. *Chemia i inżynieria ekologiczna T.9*, no. 1, 2002.
- [37] Gaj K., Cybulska H. (2002b) Modelowanie emisji biogazu ze składowisk odpadów komunalnych. Część 2. Algorytm obliczeniowy. *Chemia i inżynieria ekologiczna T.9*, no. 2-3.
- [38] Heerenklage, J. & Stegmann, R. (2005) Analytical Methods for the determination of the biological stability of waste samples. *Proceedings Sardinia 2005, Tenth International Waste and Landfill Symposium*, 3 - 7. October, CISA, Italy.
- [39] Cossu, R & Raga, R. (2008) Test methods for assessing the biological stability of biodegradable waste. *Waste Management*, 28, 381-388.
- [40] A. Godley, K. Lewin, J. Frederickson, R. Smith, and N. Blakey, "Application of DR4 and BM100 biodegradability tests to treated and untreated organic wastes," *Proc. Sardinia 2007, Elev. Int. Waste Manag. Landfill Symp. Cagliari, Italy*, no. October 2007, p. 225, 2007.
- [41] D. Bolzonella, P. Pavan, S. Mace, and F. Cecchi, Dry anaerobic digestion of differently sorted organic municipal solid waste: a full-scale experience, *Water Sci. Technol.*, vol. 53, no. 8, pp. 23-32, Apr. 2006.



- [42] Landrat M., Wandrasz J., 2002, Model matematyczny wytwarzania biogazu w składowiskach odpadów. *Ochrona Środowiska* 2(85)/2002.
- [43] US EPA, 1996, A Landfill Gas-to-Energy Project Development Handbook, US Environmental Protection Agency, 1996.
- [44] SWANA, 1998. Comparison of Models for Predicting Landfill Methane Recovery Publication #GR-LG 0075, The Solid Waste Association of North America.
- [45] Landrat M., 2007, Produkcja paliw gazowych w procesach składowiskowych. *Przegląd Komunalny* 9 (192)/2007.
- [46] Marticorena A., Camacho P., Manem J., Hewnault D., Salmon O.1993. Prediction rules for biogas valorization in municipal solid waste landfills. *Water Science and Technology* 27(2)/1993.
- [47] Tabasaran O. 1982. Methane recovery from municipal waste in landfills, Trib. Cebedeau, 1982.
- [48] Nowakowski S. 1997. Pozyskiwanie biogazu wysypiskowego do celów energetycznych, *Ochrona powietrza i problemy odpadów*, 1/1997.
- [49] Chowdhury R.B.S., Fulford D.J. 1992. *Renewable Energy*, 2(4/5)/1992.
- [50] Hoeks J. 1983, Significance of biogas production in waste tips, *Waste Management & Research* 1983.
- [51] Dudek J., Klimek P., Kołodziejak G., 2008, Modelowanie matematyczne produktywności gazowej składowisk odpadów komunalnych, *Nafta-Gaz* nr 1/2008.
- [52] A. Żak, A. Montusiewicz, and G. Łagód, "Metody frakcjonowania substratu dla modelu ADM1," *Proc. ECOpole*, vol. Vol. 8, No. 2, 2014.
- [53] D. J. Batstone, J. Keller, and J. P. Steyer, "A review of ADM1 extensions, applications, and analysis: 2002-2005.," *Water Sci. Technol.*, vol. 54, no. 4, s. 1-10, 2006.
- [54] D. Batstone, J. Keller, and I. Angelidaki, "The IWA anaerobic digestion model no 1 (ADM1)," *Water Sci Technol.*, vol. 45, no. 10, pp. 65-73, 2002.
- [55] Faour A.A., You H., Reinhard D.R., 2007, First-order kinetic gas generation model parameters for wet landfills, *Waste Management* 27/2007.
- [56] Reinhart D.R., Faour A.A., You H., 2005, First-Order Kinetic Gas Generation Model Parameters for Wet Landfills, EPA-600/R-05/072.
- [57] J. Kalina, "Analiza i optymalizacja techniczno-ekonomiczna małych układów skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej," *Politechnika Śląska w Gliwicach*, 2001.
- [58] Wojnowska-Baryła I., Białowiec A., Agopsowicz M., Turek J., 2008. Technologie beztlenowej stabilizacji odpadów stałych, rozdział w monografii, *Trendy w Biotechnologii Środowiska*, Wydawnictwo UWM, Olsztyn.

- [59] A. Oniszk-Popławska, M. Zowski, and G. Wiśniewski, *Produkcja i wykorzystanie biogazu rolniczego*. Gdańsk: Instytut Budownictwa, Mechanizacji i Elektryfikacji Rolnictwa w Warszawie. Europejskie Centrum Energii Odnawialnej, 2003.
- [60] G. Buraczewski, *Fermentacja metanowa*. Warszawa: Państwowe Wydawnictwo Naukowe, 1989.
- [61] P. Examiner and D. Bryant, "(12) United States Patent," vol. 2, no. 12, 2012.
- [62] N. Śniadecka, A. Korkosz, and J. Hupka, *Potencjał biogazowy frakcji organicznej z odpadów komunalnych; w: Odpady organiczne źródłem energii*. Gdańsk, 2016.
- [63] Pohland F.G. 1992. Design of anaerobic processes for the treatment of industrial municipal waste. (ed. Malina J.F., Pohland F.,G.) *7 Water Quality Management Technomic Publishing Co., Lancaster, PA*.
- [64] Wojnowska-Baryła I., Białowiec A., Agopsowicz M., Turek J., 2008. *Technologie beztlenowej stabilizacji odpadów stałych*. W: Wojnowska-Baryła I. (Ed.), *Trendy w Biotechnologii Środowiska*, Wydawnictwo UWM, Olsztyn, pp. 191-220.
- [65] Farquhar G. H., Rovers F. A. 1973. Gas production during refuse decomposition. *Water Air Soil Poll.*, 2, 1793.
- [66] Bockreis A., Steinberg I. 2005. Influence of mechanical - biological waste pretreatment methods on the gas formation in landfills. *Waste Manage*, 25: 337-343.
- [67] Hartman H., Ahring B., K. 2006. Strategies for the anaerobic digestion of the organic fraction of municipal solid waste: an overview. *Wat. Sci. Technol.*, 53, 8: 7-22.
- [68] G. Lissens, P. Vandevivere, L. De Baere, E. M. Biey, and W. Verstraete, "Solid waste digestors: Process performance and practice for municipal solid waste digestion (Conference Paper)," *Water Sci. Technol.*, vol. 44, no. 8, pp. 91-102, 2001.
- [69] Chynoweth D.P., Owens J., Okeefe D., Earle J., Bosch G., Legrand R. 1992. Sequential batch anaerobic composting of the organic fraction of municipal solid -waste. *Wat. Sci. and Technol.*, 25, 7: 327-339.
- [70] E. ten Brummeler, I. W. Koster, and J. Zeevalkink, "Biogas production from the organic fraction of Municipal Solid Waste by anaerobic digestion," *Mater. Energy from Refus.*, p. 6.49-6.55, 1986.
- [71] Mata-Alvarez J., Mace S., Llabres P. 2000. Anaerobic digestion of organic solid wastes. An overview of research achievements and perspectives. *Biore-source Technol.*, 74: 3-16.

- [72] Mata-Alvarez, J., Cecchi, F. 1999. A review of kinetic models applied to the anaerobic bio-degradation of complex organic matter. Kinetics of the biomethanization of organic fractions of municipal solid waste. In: Kamely, D., Chackrobordy, A., Ommen., G.S.
- [73] Schmidt, J.E., Angelidaki, I., Ahring, B.K. 1999. Anaerobic digestion of olive mill effluents together with different wastes. In: Mata-Alvarez, J., Tilche, A., Cecchi, F. (Eds.), Proceedings of the Second Internat. Symposium on Anaerobic Digestion of Soli.
- [74] E. Campos, J. Palatsi, and X. Flotats, "Co-digestion of pig slurry and organic wastes from food industry. In: Mata-Alvarez, J., Tilche, A., Cecchi, F. (Eds.), Proceedings of the Second International Symposium on Anaerobic Digestion of Solid Wastes, Barcelona, Grafiques 92," vol. 2, pp. 192-195, 1999.
- [75] Rintala, J.A., Jarvinen, K.T. 1996. Full-scale mesophilic anaerobic co-digestion of municipal solid waste and sewage sludge: methane production characteristics. *Waste Manage. Res.*, 14 (2): 163-170.
- [76] Ritzkowski M., Heerenklage J., Stegmann R. 2006. An overview on techniques and regulations of mechanical-biological pre-treatment of municipal solid waste. *Environmental Biotechnology*, 2(2): 57-68.
- [77] Jędrzszak A., *Biologiczne przetwarzanie odpadów*", Wyd. naukowe PWN, Warszawa 2007."
- [78] K. Bernat, I. Wojnowska-Baryła, S. Kasiński, and M. Agopsowicz, "Technologie i biotechnologie stosowane w mechaniczno-biologicznym przetwarzaniu odpadów komunalnych. Trendy w Biotechnologii Środowiska. Cz. II. Wydawnictwo UWM. Olsztyn," 2011.
- [79] Adani F., Tambone F., Gotti A. 2004. Biostabilization of municipal solid waste. *Waste Management*, 24, pp. 775-783.
- [80] A. Białowiec, "Wskaźnikowe i stechiometryczne modelowanie produkcji biogazu z odpadów komunalnych," Verlag Dashöfer, no. 7, 2010.
- [81] E. Archer, A. Baddeley, A. Klein, J. Schwager, and K. Whiting, "Mechanical-Biological-Treatment?: A Guide for Decision Makers Processes, Policies & Markets . Juniper Consultancy Services Ltd," 2005.
- [82] DEFRA, "Mechanical Biological Treatment of Municipal Solid Waste," 2007.
- [83] Leikam K., Stegmann R. 1997. Mechanical - biological pretreatment of residual municipal solid waste (RMSW) and the landfill behaviour of pretreated waste. SARDINIA 1997, Proc. of 6th International Landfill Symposium, S. Margherita di Pula , Italy.
- [84] Stegmann R. 2005. Mechanical biological pretreatment of residual municipal solid waste. Sardinia 2005, 10th International Landfill Symposium, S. Margherita di Pula, Italy.

- [85] Thompson S., Tanapat S., 2004. Waste Management Options for Greenhouse Gas Reduction: Modeling Methane Generation for Different Waste Management Options, *Environmental Informatics Archives*, Vol. 2 /2004.
- [86] Velis C.A., Longhurst P.J., Drew G.H., Smith R., Pollard S.J.T. 2009. Biodrying for mechanical-biological treatment of wastes: A review of process science and engineering. *Bioresource Technology*, 100: 2747-2761.
- [87] Chmiel A. 1998. *Biotechnologia. Podstawy mikrobiologiczne i biochemiczne*. Wydawnictwo Naukowe PWN.
- [88] Mason I.G., Milke M.W., 2005. Physical modeling of the composting environment: A review. Part 1: Reactor systems. *Waste Management* 25. 481-500.
- [89] M. Słupiński, "Przegląd metod uzdatniania biogazu (Raport projektu LIDER: RM-Z01-M1z3-MS)," Varese, 2013.
- [90] IEA, "Key World Energy Statistics 2013," Key World Energy Statistics, 2013.
- [91] J. Molenda, *Gaz ziemny: paliwo i surowiec*, 3rd ed. Warszawa: WNT, 1996.
- [92] W. Podkówka, Ed., *Biogaz rolniczy, odnawialne źródło energii, teoria, praktyczne zastosowanie*. Warszawa: Powszechnie Wydawnictwo Rolnicze i Leśne, 2012.
- [93] R. Crear, *Engineering and Design Precipitation/Coagulation/Flocculation*. Washington: DEPARTMENT OF THE ARMY U.S. Army Corps of Engineers, 2001.
- [94] J. Mumme, F. Srocke, K. Heeg, and M. Werner, "Use of biochars in anaerobic digestion," *Bioresour. Technol.*, vol. 164, pp. 189-197, Jul. 2014.
- [95] D. Meyer-Kohlstock, T. Haupt, E. Heldt, N. Heldt, and E. Kraft, "Biochar as Additive in Biogas-Production from Bio-Waste," *Energies*, vol. 9, no. 4, p. 247, Mar. 2016.
- [96] C. Müller, "Anaerobic Digestion of Biodegradable Solid Waste in Low- and Middle-Income Countries," *Dübendorf: Eawag*, 2007, p. 63.
- [97] Abatzoglou, N. and Boivin, S. (2009), A review of biogas purification processes. *Biofuels, Bioprod. Bioref.*, 3: 42-71. doi:10.1002/bbb.117.
- [98] XU Ying; SUN Yongming; YUAN Zhenhong; KONG Xiaoying; LI Lianhua. 2014. Review of biogas bio-desulfurization process . *Chinese Journal of Applied and Environmental Biology* 20(2):328-335.
- [99] R. Aranowski, "SFR - efektywny układ wzbogacania biogazu," in *Bałtyckie Forum Biogazu*, 2016.
- [100] A. Oechsner, D. Weckenmann, and C. Buchenau, "Erhebung von Daten an landwirtschaftlichen Biogasanlagen in Baden-Württemberg," *Agrartech. Berichte*, vol. 28, 1999.
- [101] D. for E. F. and R. Affairs, "Saving money by reducing waste," London: Defra Publications, 2006, p. 122.

- [102] J. G. Speight, *Natural Gas - A Basic Handbook*. Gulf Publishing Company, 2007.
- [103] M. Jędrzyak, "Koncepcja produkcji oczyszczonego biogazu, Technologia uzdatniania biogazu do jakości gazu ziemnego." BIOGAZZENERIS.
- [104] Official Journal of the European Union, "Directive 2009/28/EC of the European Parliament and of the Council of 23 April 2009 on the promotion of the use of energy from renewable sources and amending and subsequently repealing Directives 2001/77/EC and 2003/30.," pp. 16-62, 2009.
- [105] W. Kordylewski, *Spalanie i paliwa*. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2005.
- [106] S. Luft, *Podstawy budowy silników*. Wydawnictwa Komunikacji i Łączność, 2011.
- [107] E. Król, "Wykorzystanie złóż gazu ziemnego do napędu pojazdów samochodowych," *Małopolska Konf. Energ. - Przemysł* 2001, 2001.
- [108] Worldwide NGV statistics, 2013. .
- [109] P. Börjesson and B. Mattiasson, "Biogas as a resource-efficient vehicle fuel.," *Trends Biotechnol.*, vol. 26, no. 1, pp. 7-13, Jan. 2008.
- [110] A. Kupczyk, A. Prządka, and I. Różnicka, "Wybrane problemy produkcji i wykorzystania biogazu. *Energetyka* (2009): 552-556.," *Energetyka*, pp. 552-556, 2009.
- [111] W. Papacz, "Biogas as vehicle fuel," *J. KONES*, vol. 18, no. 1, 2011.
- [112] A. FUGANTI, S. DI ROSA, M. TASSAN, P. BONHAM, M. AHLM, and R. POMYKAŁA, "Report on technical assessment of different vehicle storage options," *BIOMASTER Proj.*, 2012.
- [113] N. N. Dung, "A study of conversion diesel engine to fully biogas engine with electronically controlled," *Int. J. Earth Sci. Eng.*, vol. 5, no. 6 SPECIAL ISSUE 1, pp. 1745-1749, 2012.
- [114] A. Lampinen, "Traffic biogas production, resources, environmental impacts, and implementation in the European Union," in *Biomass & Bioenergy conference*, Tallinn 2008, 2008, no. February, pp. 27-29.
- [115] K. Kitano and N. Imada, "CONVERSION TO BIOGAS-FUELED ROTARY ENGINE," 2011.
- [116] A. Sowa, *Samochodowe instalacje zasilania gazem*. Kraków, 2007.
- [117] Rynek kotłów na biomasę w Polsce, *Mag. Instal. miesięcznik Inf.*, no. 6-7, 2013.
- [118] S. Skrzypczak, "Doświadczenia z eksploatacji agregatu kogeneracyjnego zasilanego biogazem," 1996.
- [119] Konferencja: Biogazownie szansa dla rolnictwa i środowiska.
- [120] ESS Energie Systeme & Service GmbH, "Biogaz jako materiał eksploatacyjny," pp. 1-8, 2007.

- [121] J. Kopica and R. Turski, "Kotły grzewcze - porównanie rodzajów ogrzewania." .
- [122] Kotły kondensacyjne: na czym polega kondensacja? [Online]. Available: [http://muratorom.pl/instalacje/ogrzewanie-gazowe/koty-kondensacyjne-na-czym-polega-kondensacja,26\\_1632.html](http://muratorom.pl/instalacje/ogrzewanie-gazowe/koty-kondensacyjne-na-czym-polega-kondensacja,26_1632.html). [Dostęp: 01-Oct-2016].
- [123] Dyrektywa ErP i jej skutki dla branży grzewczej. [Online]. Available: <http://www.dietherm.pl/dyrektywa-erp-i-jej-konsekwencje-dla-branzy-grzewczej-5>. [Dostęp: 10-Nov-2016].
- [124] J. Danielewicz and K. Gołcki, Poradnik projektanta systemów grzewczych. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2010.
- [125] From biomass to biogas. [Online]. Available: <http://eurogaz.com.tr/FromBiomastoBiogas.html>. [Dostęp: 10-Oct-2015].
- [126] Viessmann, "Poradnik fachowy, Moduły kogeneracyjne na biogaz, Instrukcja projektowania," 2009.
- [127] Materiały firmy Viessmann. [www.viessmann.pl](http://www.viessmann.pl) oraz ESS Energie Systeme & Service GmbH, 2007.
- [128] PN-EN 04753:2011 - Gaz ziemny - Jakość gazu dostarczanego odbiorcom z sieci dystrybucyjnej. .
- [129] R. Wojtowicz, "Zagadnienia wymienności paliw gazowych, wymagania prawne odnośnie jakości gazów rozprowadzanych w Polsce oraz możliwe kierunki dywersyfikacji," NAFTA-GAZ, no. czerwiec. Instytut Nafty i Gazu, Kraków, 2012.
- [130] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 grudnia 2006 r. w sprawie wymagań jakościowych dla sprężonego gazu ziemnego (CNG). .
- [131] Schemat funkcjonowania agregatu kogeneracyjnego. [Online]. Available: <http://www.sanito.com.pl/oferta/kogeneracja>. [Dostęp: 10-Aug-2015].
- [132] A. Kopczyński and E. Rusiński, Bezpieczeństwo bierne, pochłanianie energii przez profile cienkościennie. Wrocław: Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, 2010.
- [133] URE - interaktywna mapa Odnawialnych Źródeł Energii, 2016. [Online]. Available: <https://www.ure.gov.pl/uremapoze/mapa.html>. [Dostęp: 10-Aug-2016].
- [134] M. Ćwil, "Biogazownie rolnicze w Polsce - rynek obecny, perspektywy rozwoju," Warszawa, 2016.
- [135] M. Trojanowska, J. Knaga, and K. Nęcka, "Charakterystyka Gospodarstw Rolnych Jako Użytkowników Energii Elektrycznej," Inżynieria Rol., no. 11, 2006.
- [136] M. Trojanowska, "Analiza i prognoza zużycia energii elektrycznej w rolnictwie," Inżynieria Rol., vol. 6, pp. 223-228, 2003.
- [137] Energia w gospodarstwie rolnym. Warszawa: Fundacja Instytut na rzecz Ekoro-zwoju, 2001.

- [138] S. Turowski and R. Nowowiejski, "Analiza Układu Kogeneracyjnego Jako Źródła Ciepła I Energii Elektrycznej W Modelowym Gospodarstwie Rolnym," *Inżynieria Rol.*, vol. 1, no. 110, 2009.
- [139] J. Boratyński, "Co to jest TRIZ?" 2007.
- [140] N. Shpakovsky, "Generator Journal," no. 5, 2005.
- [141] D. M. Kelley, "DESIGN THINKING - Design Thinking PL," 2014. .
- [142] T. Brown, "Zmiana przez design: jak design thinking zmienia organizacje i pobudza innowacyjność." 2012.
- [143] A. Kaczmarczyk, "IDEF -- metody modelowania i projektowania do komputerowo wspomaganey inżynierii biznesu," *Informatyka*, vol. 11, 1998.
- [144] J. . Sinor, "Comparison of CNG and LNG Technologies for Transportation Applications," 1992.
- [145] A. Fayazi, M. Arabloo, and A. H. Mohammadi, "Efficient estimation of natural gas compressibility factor using a rigorous method," *J. Nat. Gas Sci. Eng.*, vol. 16, pp. 8-17, Jan. 2014.
- [146] M. Kamyab, J. H. . Sampaio, F. Qanbari, and A. W. Eustes, "Using artificial neural networks to estimate the z-factor for natural hydrocarbon gases," *J. Pet. Sci. Eng.*, vol. 73, no. 3-4, pp. 248-257, Sep. 2010.
- [147] A. Bahadori, S. Mokhatab, and B. F. Towler, "Rapidly Estimating Natural Gas Compressibility Factor," *J. Nat. Gas Chem.*, vol. 16, no. 4, pp. 349-353, 2007.
- [148] A. Ortiz, "Prediction of Critical Properties for Mixtures of Carbon Dioxide and Reservoir Fluids," Texas Tech University, 2001.
- [149] M. Striednig, S. Brandstätter, M. Sartory, and M. Klell, "Thermodynamic real gas analysis of a tank filling process," *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 39, no. 16, pp. 8495-8509, May 2014.
- [150] R. P. Sutton, "Compressibility Factors for High-Molecular-Weight Reservoir Gases," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1985.
- [151] E. Sanjari and E. N. Lay, "An accurate empirical correlation for predicting natural gas compressibility factors," *J. Nat. Gas Chem.*, vol. 21, no. 2, pp. 184-188, Mar. 2012.
- [152] A. T. Blasingame, "Review Materials: Properties of Reservoir Fluids." p. 76, 1988.
- [153] ISO 668:2013, Series 1 freight containers - Classification, dimensions and ratings. .
- [154] ADR, "Umowa europejska dotycząca międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych," 2013.
- [155] M. Y. Ariatapeh, M. Mashayekhi, and S. Ziaei-Rad, "Prediction of all-steel CNG cylinder fracture under impact using a damage mechanics approach," *Sci. Iran.*, vol. 21, pp. 609-620, 2014.

- [156] E. S. Kim and S. K. Choi, "Risk analysis of CNG composite pressure vessel via computer-aided method and fractography," *Eng. Fail. Anal.*, vol. 27, pp. 84-98, 2013.
- [157] Y. Zhang, Z. Huang, Z. Zheng, B. Wu, and X. Zhu, "Composite cylinders of natural gas vehicles simulation crash test," *Int. J. Crashworthiness*, vol. 18, no. 2, pp. 164-173, Apr. 2013.
- [158] Z. Stamboliska, E. Rusiński, and P. Moczko, "Proactive Condition Monitoring of Low-Speed Machines," in *Proactive Condition Monitoring of Low-Speed Machines*, Cham: Springer International Publishing, 2015, pp. 53-68.
- [159] ISO 1496-3:1995, Series 1 freight containers- specification and testing- Part 3: Tank containers for liquids, gases and pressurized dry bulk. .
- [160] G. Cascini et al., *The knowing the future is possible?: handbook*, Second Ed. FORMAT Consortium, 2015.
- [161] Piping and instrumentation diagram - Wikipedia, the free encyclopedia.







Wydawnictwa Politechniki Wrocławskiej są do nabycia w księgarni,  
plac Grunwaldzki 13, 50-377 Wrocław, budynek D-1 PWr., tel. 71 320 29 35  
Prowadzimy sprzedaż wysyłkową: [zamawianie.ksiazek@pwr.edu.pl](mailto:zamawianie.ksiazek@pwr.edu.pl)

ISBN 978-83-7493-996-6