

Analiza techniczno-ekonomiczna wykorzystania biogazu rolniczego

Technical and economic analysis of the use of agricultural biogas

Adrian Chmielewski*

Słowa kluczowe: biogaz, biometan, substrat, biogazownia, energia, odnawialne źródła energii

Streszczenie

W artykule przedstawiono analizę pod względem technicznym oraz ekonomicznym wykorzystania biogazu rolniczego. Analiza opiera się na opracowaniu własnej koncepcji projektu biogazowni rolniczej o mocy 1 MW, a następnie utworzeniu modeli ekonomicznych ukazujących atrakcyjność ekonomiczną dla tego typu inwestycji. Modele finansowe opracowano z wykorzystaniem wskaźnika IRR (ocena stopy zwrotu) wyszczególniając dwa warianty: sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej oraz sprzedaż biometanu. Opracowanie ukazuje znaczące różnice między opłacalnością obu wariantów na rynku polskim spowodowane m.in. aktualnym systemem wsparcia dla tego typu inwestycji oraz cenami sprzedaży tych źródeł energii.

Keywords: biogas, biomethane, substrate, biogas plant, energy, renewable energy sources

Abstract

The article presents an analysis the technical and economic use of agricultural biogas. The analysis is based on developing our own concept of a 1MW agricultural biogas plant project and then creating economic models showing the economic attractiveness of this type of investment. Financial models were developed using the IRR indicator (assessment of the rate of return), specifying two variants: sale of electricity and heat and sale of biomethane. The study shows significant differences between the profitability of both variants on the Polish market, caused by, among others, the current support system for this type of investment and the sales prices of these energy sources.

1. Wstęp

Aktualnie jednym z najważniejszych wyzwań w ochronie środowiska jest łagodzenie zmian klimatu spowodowanych emisjami gazów cieplarnianych, a ciągle rozwój gospodarki niesie za sobą szereg negatywnych konsekwencji dla klimatu. Sytuacja ta wymaga modyfikacji źródeł energii oraz skupienia się na odnawialnych źródłach energii. Jednym z takich źródeł może być biogaz, a w szczególności biogaz rolniczy, który umożliwia zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych poprzez zarządzanie odpadami oraz materią organiczną. Niestety energia oparta na biogazie może nie być ekonomicznie opłacalna m.in. przez nieatrakcyjne wsparcie finansowe dla tego sektora. W Unii Europejskiej można zauważyć ogólną rosnącą popularność oraz rozwój rynku biometanu, a liczba istniejących oraz zaplanowanych instalacji biometanowych stale rośnie. Aktualnie w UE znajduje się 1350 biometanowni [17], z czego na czele rynku znajdują się: Belgia, Dania, Finlandia, Francja, Niemcy, Włochy, Holandia, Norwegia, Szwecja oraz Wielka Brytania [12]. Niestety na ten moment w Polsce nie powstała jeszcze żadna instalacja biometanowa.

2. Źródła biogazu

Biogaz jest mieszkanką gazów powstałą na skutek rozkładu substancji organicznych w warunkach beztlenowych, w skład której wchodzi w głównej mierze metan, dwutlenek węgla oraz woda, jednak finalna konfiguracja zależy od zastosowanego substratu. Proces fermentacji metanowej, ze względu na występujące w nim bakterie, powinien przebiegać w ściśle określonych warunkach, a szczególną uwagę należy zwracać przede wszystkim na dozowanie odpowied-

niej ilości substancji odżywczych oraz zachowanie odpowiedniej temperatury [3].

Biogazownie dzieli się przede wszystkim pod względem rodzaju wykorzystywanego substratu, a biogaz zgodnie z aktualną ustawą o odnawialnych źródłach energii określany jest jako „gaz uzyskany z biomasy, w szczególności z instalacji przeróbki odpadów zwierzęcych lub roślinnych, oczyszczalni ścieków oraz składowisk odpadów”.

Technika instalacji do pozyskiwania biogazu cechuje się szerokim zakresem i możliwością zastosowania wielu kombinacji podzespołów, które zostaną zaprezentowane w poniższych rozdziałach. Niezależnie od wyboru technologii każda biogazownia powinna być wyposażona w podstawowe obiekty i instalacje mające następujące zastosowanie:

- magazynowania, przetwarzania, przenoszenia i dozowania wsadu do komór fermentacji (np. zbiorniki, silosy, stacje dozowania),
- zagwarantowania prawidłowych warunków dla odbycia się procesu fermentacji metanowej, czyli wyprodukowania biogazu (komory fermentacji),
- przechowywania oraz ewentualnej obróbki pozostałości pofermentacyjnej (zbiorniki na masę pofermentacyjną),
- magazynowania, uzdatniania i wykorzystania biogazu (np. magazyny biogazu, silniki kogeneracyjne, stacje uzdatniania biogazu).

3. Biometan i jego wytwarzanie

Najpowszechniejszym wykorzystaniem biogazu w biogazowniach jest produkcja energii elektrycznej oraz energii ciepłej z wykorzystaniem jednostek kogeneracyjnych. Układy kogeneracyjne dostosowane są najczęściej do spalania gazu posiadającego zawar-

* Adrian Chmielewski, Dyplom II stopnia studiów na kierunku Inżynieria Środowiska specjalności Inżynierii Gazownictwa, Politechnika Warszawska, e-mail: adriann.chmielewski@gmail.com

tość metanu od 45%, jednak nie ma wątpliwości, że kogeneracja nie umożliwia jednak wykorzystania biogazu w pełni jego potencjału, czyli zatłoczenia go sieci [1].

Biometanem natomiast można określić uszlachetniony biogaz oczyszczony do parametrów jakościowych zbliżonych do gazu ziemnego pozwalających na jego zatłaczanie do sieci gazowej [4]. Biometan w porównaniu do biogazu różni się przede wszystkim zawartością CH₄, gdzie dla biogazu wartości te osiągają przedział 50-75%, natomiast dla biometanu potrafią zbliżyć się do poziomu 100%. Wysoką czystość metanu osiąga się m.in. przez główny etap uzdatniania biogazu, czyli odseparowanie dwutlenku węgla co pozwala uzyskać maksymalnie kilkuprocentową zawartość CO₂. Biometan zawiera również o wiele mniejszą zawartość H₂S. Podstawowe parametry biometanu oraz biogazu przedstawiono w tab. 1.

Tabela 1 Parametry jakościowe biogazu oraz biometanu [5].

Table 1 Quality parameters for biogas and biomethane [5].

Gas composition	Biogas	Biomethane
CH ₄	50-75%	94–99.9%
CO ₂	25-45%	0.1-4%
Nitrogen	<3%	<3%
Oxygen	<2%	<1%
Hydrogen	<1%	-
H ₂ S	20-20,000 ppm	<10 ppm
Water	2-7%	-
LHV	16-28 MJ/m ³	36 MJ/m ³

Przekształcenie biogazu w biometan można uzyskać za pomocą m.in. procesów membranowych, wodnej absorpcji CO₂, adsorpcji zmiennociśnieniowej lub separacji kriogenicznej. Niestety wszystkie wymienione procesy wiążą się z bardzo wysokimi kosztami. Zestawienie metod oczyszczania biogazu oraz zasadę ich działania opisano w tab. 2.

Tabela 2 Metody oczyszczania biogazu i zasady ich działania [1]

Table 2 Biogas treatment methods and their principles of operation [1].

	Metoda	Zasada działania
Absorpcja	płuczka wodna	różnice w rozpuszczalności H ₂ S, CO ₂
	płuczka z cieczą organiczną	
	płuczka z chemikaliami	usunięcie CO ₂ wskutek reakcji chemicznej w roztworach zasadowych
	wytrącanie chemiczne	stosowane chemikalia wiążą siarczki w nierozpuszczalne metaliczne związki siarczkowe lub siarkę elementarną
	tlenki metali Al, Fe, Mn, Co, Cu, Zn	H ₂ S zostaje związany jako siarczek metalu – metoda skuteczna w usuwaniu merkaptanów
Adsorpcja	adsorpcja zmiennociśnieniowa (PSA)	metoda wykorzystuje selektywne powinowactwo CO ₂ do powierzchni sorbentu stałego pod różnymi ciśnieniami
	węgiel aktywny	katalizuje utlenienie H ₂ S do siarki elementarnej
Biologiczne		mikroorganizmy przekształcają H ₂ S w siarkę elementarną
Membrany		różnica przepuszczalności gazów przez włókno membranowe
Metody kriogeniczne		różnice temperatur wrzenia CO ₂ i CH ₄

Najefektywniejszą z wymienionych technik jest jednak uzdatnianie membranowe, które przy bardzo wysokiej wydajności jest również korzystne finansowo. Uszlachetnianie biogazu za pomocą tej metody nie wymaga zastosowania reagentów i pozwala na przeprowadzenie procesu bez wytwarzania dodatkowych odpadów. Dodatkowo takie instalacje są łatwe w obsłudze i konserwacji oraz generują niższe zużycie energii [6].

Techniki membranowe z pomocą filtrów pozwalają przeniknąć wybranym składnikom mieszaniny oraz zatrzymać składniki niepożądane zgodnie z wybraną przepuszczalnością membrany. Przenikanie membranowe możliwe jest dzięki różnicy potencjałów chemicznych między stronami membra, które mogą być spowodowane różnicami m.in. ciśnienia, temperatury, stężeń oraz potencjału elektrycznego. [1]

Podczas uszlachetniania biometanu odseparowane zostają duże ilości CO₂ (o dobrych parametrach jakościowych), który również może zostać ponownie wykorzystany. Wychwycony dwutlenek węgla wymaga dodatkowego oczyszczania w celu pozbycia się niepotrzebnych zanieczyszczeń i spełnienia norm jakościowych dla tego związku. Jedną z metod jest sprężenie gazu i oczyszczenie go za pomocą filtru z węglem aktywnym, a następnie wyeliminowanie wilgoci z wykorzystaniem suszarek. Po skropleniu gazu zostaje wyizolowany do zbiorników magazynowych i przekazany do ponownego użycia [15]. Jednym z popularnych zastosowań jest wykorzystanie go jako czynnika chłodniczego, zarówno w postaci gazowej, ciekłej, jak i stałej (w postaci suchego lodu) w wielu sektorach przemysłu m.in. przemyśle chemicznym, spożywczym, branży budowlanej i petrochemicznej.

Przygotowany biometan za pomocą sprężarek poddawany jest kompresji do ciśnienia umożliwiającego zatłoczenie go sieci. Stopień kompresji zależy od wymogów sieci gazowej, do której zostanie zatłoczony. Biometan przed oraz w trakcie zatłaczania jest stale kontrolowany pod kątem ilościowym oraz jakościowym za pomocą programów monitorujących takich jak SCADA. W celu zapewnienia ciągłości działania systemu i uniknięcia ewentualnych awarii oraz wycieku biometanu niezbędne są regularne przeglądy oraz konserwacja infrastruktury (rurociągów, wtryskiwaczy, sprężarek).

Atrakcyjność ekonomiczna zatłaczania biometanu do sieci zależy o wielu czynników takich jak ramy legislacyjne, standardy jakości gazu oraz ustalenia dotyczące kosztów pomiędzy operatorem sieci oraz producentem biometanu. Koszty podłączania do sieci zależą również od lokalizacji oraz istniejącej infrastruktury w sąsiedztwie zakładu. W niektórych krajach koszty dzielone są pomiędzy producentów biometanu i operatorów sieci, a w niektórych to producenci ponoszą pełną odpowiedzialność finansową. Optymalizacja kosztów związanych z zatłaczaniem biometanu oraz zwiększenie dostępności do sieci gazowej w Polsce znacząco przyczyniłoby się do transformacji energetycznej na rynku polskim oraz europejskim.

Rynek biogazu i biometanu

Biogaz i biometan odgrywają kluczową rolę w gospodarce obiegu zamkniętego i ekologizacji rolnictwa, a w kontekście obecnych zawirowań na rynku gazu kopalnego, stają się jeszcze ważniejszymi komponentami tego systemu. W związku z tym stanowią bardzo ważny komponent w regulacjach Unii Europejskiej, a to z kolei znajduje swoje odzwierciedlenie w polskim prawodawstwie. Pomimo znacznego udziału rolnictwa w polskim PKB oraz dużej powierzchni użytków rolnych, udział energii z biogazu w miksie energetycznym na rynku polskim jest bardzo niski. Według danych z początku roku 2024 w rejestrze wytwórców biogazu rolniczego w Polsce zarejestrowane były 163 biogazownie rolnicze o łącznej zainstalowanej mocy ok. 155 MW oraz instalacje wykorzystujące biogaz z oczyszczalni ścieków oraz składowiskowy o łącznej mocy ok. 150 MW. Łącznie jest to 300 MW co jest bardzo niskim wynikiem. Przyczyną takiej sytuacji może być między innymi brak regulacji administracyjnych ułatwiających podejmowanie się takich przedsięwzięć oraz ostrożność instytucji finansowych, które preferują finansowanie „prostych” odnawialnych źródeł energii (fotowoltaika, elektrownie wiatrowe).

Według szacunku Ministerstwa Rolnictwa i Rozwoju Wsi oszacowano ogólną dostępność substratów w Polsce, która umożliwiłaby funkcjonowanie instalacji na biogaz rolniczy o łącznych mocach do 2 GW co z kolei pozwala na produkcję do 8 mld m³ biogazu. Sytuacja ta skutkowałaby również zmniejszeniem emisji CO₂ o 12,5 mln ton rocznie oraz wyprodukowanie do 60 mln ton rocznie pofermentu, tym samym zmniejszając zapotrzebowanie rynkowe na nawóz sztuczny o 25%.

Aktualnie według ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii [8] wyróżniamy 3 kategorie instalacji biogazowych:

- biogazownie o mocy do 500 kW,
- biogazownie o mocy większej niż 500 kW do 1 MW,
- biogazownie o mocy większej niż 1 MW.

Według wyżej wymienionej ustawy wyróżniamy również następujące systemy wsparcia dla biogazu w Polsce:

- system taryf gwarantowanych – feed-in-tariff (FiT) dla instalacji o mocy do 500 kW,
- system dopłaty do ceny – feed-in-premium (FiP) dla instalacji o mocy powyżej 500 kW do 1 MW,
- system aukcyjny dla biogazowni o mocy większej niż 1 MW (dostępny również dla mniejszych biogazowni, jednak w ich przypadku bardziej opłacalny jest system FiT oraz FiP)

W przypadku energii elektrycznej oraz ciepłej sprzedaż opiera się na początku na oszacowaniu ilości produkcji energii dla dnia następnego. Taka prognoza zostaje opracowana z uwzględnieniem ewentualnych awarii oraz przerw w dostawie. Za pomocą dedykowanego oprogramowania dla takich transakcji zaplanowana ilość energii sprzedawana jest na giełdzie. Wygenerowane codziennie raporty pozwalają opracować ostateczny bilans określający faktyczną produkcję i porównanie jej z wcześniej przedstawioną prognozą. Rozliczenie następuje z wykorzystaniem aktualnej ceny aukcyjnej oraz aktualnego indeksu TGE_BASE.

Przygotowane sprawozdanie akceptowane jest najpierw przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego, a następnie analizowane w Urzędzie Regulacji Energetyki. W przypadku pozytywnego rozpatrzenia wydawane są odpowiednie certyfikaty produkcji energii cieplnej z tytułu kogeneracji, które potem sprzedawane są na giełdzie. Aktualnie cena certyfikatów jest równa około 150 zł/MWh [14].

Sprzedaż biometanu w przeciwieństwie do sprzedaży energii może następować w okresach miesięcznych lub kwartalnych. Ilość biometanu zatłoczonego do sieci monitorowana jest za pomocą stacji kontrolno-pomiarowej, a rozliczenie wykonywane jest na podstawie przygotowanych zestawień. Według aktualnego Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu [10] ustalona jest referencyjna cena sprzedaży biometanu pochodzenia rolniczego na poziomie 545 zł/MWh. Certyfikaty związane ze sprzedażą biometanu zostały wycofane według najnowszej ustawy z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [9].

Polski sektor rolniczy posiada ogromny potencjał produkcyjny, również na tle Europy, ale niestety nie przekłada się to na stan rozwoju biogazowni w Polsce. Zgodnie ze stanem na rok 2023 w Polsce funkcjonowało 218 biogazowni rolniczych ze zdecydowaną przewagą instalacji o mocy nieprzekraczającej 1 MW.

Do tej pory w Polsce nie powstała również żadna biometanownia, natomiast na rynku Europejskim do kwietnia 2023 odnotowano łącznie 1322 instalacji biometanowych. 75% zakładów produkujących biometan jest podłączone do sieci dystrybucyjnej lub transportowej [12].

Rozwiązaniem powyższego problemu zdecydowanie mogą być wprowadzone w ostatnim czasie zmiany administracyjno-prawne m.in. nowelizacja prawa energetycznego, dostosowanie przepisów definicji biometanu, regulacja wymogów dotyczących wytworów biometanu, przepisy umożliwiające przyspieszenie procesu inwestycyjnego budowy instalacji biogazowych oraz łatwiejsze przyłączanie do sieci [16]. Aktualne obowiązujące pomoce inwestycyjne w Polsce oraz UE:

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (FEnIKS) – głównym celem programu jest poprawa warunków

rozwoju kraju poprzez budowę infrastruktury technicznej i społecznej zgodnie z założeniami rozwoju zrównoważonego. Wsparciu będzie podlegać m.in. budowa, przebudowa, modernizacja oraz rozbudowa OZE w zakresie wytwarzania biometanu, energii elektrycznej oraz ciepłej z inwestycji biogazowych wraz z przyłączeniem do sieci gazowej [18].

Program „Rozwój kogeneracji w oparciu o biogaz komunalny” – dotyczy wsparcia dla budowy, rozbudowy oraz modernizację funkcjonujących instalacji biogazowych [20].

Program „Energia Plus” – posiada bardzo szeroki zakres wsparcia dla różnych inwestycji przyczyniających się do zmniejszania negatywnego oddziaływania na środowisko, więc również dla biogazowni oraz biometanowni wraz z zatłaczaniem do sieci [19].

5. Analiza technologiczna biogazowni rolniczej o mocy 1MW

Analiza technologiczna budowy biogazowni rolniczej o mocy 1 MW to pierwszy z etapów planowania przedsięwzięcia. Analiza obejmuje kompleksowy proces postępowania inwestycyjnego z wyszczególnieniem poszczególnych etapów takich jak: wybór lokalizacji biogazowni, procedury administracyjne (uzyskanie decyzji środowiskowej, opinii geologiczno-geotechnicznej, pozwolenia na budowę) oraz opracowanie planu zagospodarowania terenu i projektu budowlanego. Następnie zostało oszacowane zapotrzebowanie na substraty oraz analiza ich wydajności energetycznej z uwzględnieniem parametrów technicznych uzysków energii. Ostatnim z etapów analizy technologicznej jest opracowanie specyfikacji technologicznej budowy biogazowni o mocy 1 MW. Specyfikacja obejmuje określenie wielu elementów technologicznych, które umożliwiają zintegrowaną pracę biogazowni rolniczej.

5.1. Oszacowanie zapotrzebowania na substraty oraz analiza ich wydajności energetycznej

Odpowiednie oszacowanie zapotrzebowania instalacji na substraty determinuje bezpośrednio wielkość oraz zainstalowaną moc biogazowni rolniczej. Jak wspomniano w poprzednich rozdziałach trafne dobranie ilości oraz rodzaju surowców jest podstawowym elementem pomyślnego oraz opłacalnego funkcjonowania biogazowni. W tabeli 3 przedstawiono zestawienie mocy, zapotrzebowania na biogaz oraz minimalnego arealu potrzebnego pod uprawę dla przykładowego surowca jakim jest kiszonka [13].

Tabela 3 Zestawienie mocy, zapotrzebowania na biogaz, kiszonkę oraz arealu pod jej uprawę [7]
Table 3 Summary of capacity, biogas demand, silage and acreage under cultivation [7].

Zainstalowana moc	Zapotrzebowanie na biogaz	Minimalne zapotrzebowanie na kiszonkę (kiszonka stanowi 100% substratu)				Minimalny areal pod uprawę kiszonki
		ton/rok	ton/m-c	ton/tydzień	ton/doba	
1 MW	3650000	21000	1750	420	60	440
500 kWe	1825000	10500	875	210	30	220
300 kWe	1095000	6300	525	126	18	132
200 kWe	730000	4200	350	84	12	88
100 kWe	365000	2100	175	42	6	44
50 kWe	182500	1050	87,5	21	3	22
30 kWe	110606	636	53	12,73	1,82	13,3
20 kWe	73000	420	35	8,4	1,2	8,8
10 kWe	36500	210	17,5	4,2	0,6	4,4
5 kWe	18250	105	8,8	2,1	0,3	2,2

Ważnym aspektem jest również dostępność substratów w niedalekiej okolicy inwestycji, aby koszty ich dostarczenia i transportu były adekwatne do skali przedsięwzięcia. Z tego powodu jednym z dobrych i logicznych rozwiązań jest budowanie biogazowni w są-

siedztwie ferm lub ubojni umożliwiające zainstalowanie rurociągów lub inną szybką dystrybucję między oba obiektami. Kluczową cechą dla funkcjonowania biogazowni (m.in. pneumatyczny transport oraz możliwość mieszania) jest także zawartość suchej masy w mieszance substratów. Każdy rodzaj substratów posiada wartość tego parametru na różnym poziomie, więc przy opracowaniu mieszanki należy dobrać składniki tak, aby finalna zawartość suchej masy mieściła się w przedziale 11-15%.

W poniższej analizie założono następującą mieszankę substratów:

- ok. 18 000 ton/rok kiszonki z kukurydzy;
- ok. 4 000 ton/rok gnojowicy bydłowej;
- ok. 6 000 ton/rok obornika bydłowego;
- ok. 4 000 ton/rok odpadów owocowych.

Łączna masa wybranych substratów wynosi 32 000 t/rok. Wyżej wymieniony skład surowców można modyfikować w zależności od zapotrzebowania i dostępności poszczególnych grup substratów, ale z zachowaniem bilansu energetycznego, czyli procentowej zawartości metanu oraz suchej masy substratu. Biogazodochodowość można oszacować na podstawie bardzo prostego wzoru nr 1:

$$V = V_{s1} \cdot x_1 + V_{s2} \cdot x_2 + \dots + V_{sn} \cdot x_n \quad (1)$$

gdzie:

V – suma uzyskanego biogazu [Nm³/rok]

V_{sn} – jednostkowy uzysk biogazu [Nm³/t]

x_n – ilość substratu [t/rok]

Opierając się o powyższy możemy obliczyć uzysk biogazu (wzór nr 2) dla wybranej mieszanki substratów (tab. 4):

$$V = \text{masa kiszonki z kukurydzy} \cdot \text{uzysk biogazu z kiszonki z kukurydzy} + \text{masa gnojownicy bydłowej} \cdot \text{uzysk biogazu z gnojownicy} + \text{masa obornika bydłowego} \cdot \text{uzysk biogazu z obornika} + \text{masa odpadów owocowych} \cdot \text{uzysk biogazu z ow}$$

$$V = 18\,000 \cdot 200 + 4\,000 \cdot 25 + 6\,000 \cdot 60 + 4\,000 \cdot 50 = 4\,260\,000 \frac{\text{Nm}^3}{\text{rok}} \quad (1)$$

Tabela 4 Zestawienie produkcji biogazu z poszczególnych substratów w ujęciu dobowym oraz rocznym (opracowanie własne)

Table 4 Summary of biogas production from individual substrates on a daily and annual basis (own elaboration)

	kiszonka z kukurydzy	gnojowica bydłowa	obornik bydłowy	odpady owocowe	suma
Średni uzysk biogazu z substratu V _s [Nm ³ /t]	200	25	60	50	-
Masa substratu [t/rok]	18 000	4 000	6 000	4 000	32 000
Suma uzyskanego biogazu V [Nm ³ /rok]	3 600 000	100 000	360 000	200 000	4 260 000
Suma uzyskanego biogazu V _d [Nm ³ /dobe]	9863	274	986	548	11 671

Na tym etapie należy wziąć pod uwagę, że ilość oraz rodzaj substratów wejściowych nigdy nie będzie taka sama. Skład mieszanki jest zależny przede wszystkim od dostępności surowców w najbliższym otoczeniu biogazowni. W celu zachowania odpowiedniego poziomu pracy fermentatorów najczęściej biogazownie prowadzą własne tabele oraz kalkulatory, w których uwzględniają obecny w danym czasie potencjał substratów. Taka kontrola pozwala nie

tylko na najefektywniejszy uzysk biogazu, ale również monitorowanie terminów przydatności surowców, tak aby odpady psujące się najszybciej były wykorzystywane w pierwszej kolejności.

Analizując najodpowiedniejsze parametry procesowe należy pamiętać o optymalnym zakresie obciążenia komory fermentatora określanym przez współczynnik OLR (tab. 7), który można obliczyć z poniższego wzoru nr 3:

$$OLR = \frac{x_{smo}}{V_{ZB}} \quad (3)$$

gdzie:

OLR – obciążenie komory fermentacyjnej ładunkiem suchej masy organicznej [kg smo/m³/doba]

V_{ZB} – łączna objętość fermentatora lub fermentatorów [m³]

x_{smo} – uśredniona masa suchej masy organicznej niezbędna do produkcji ok. 1,0 MW [kg]

Tabela 5 Obliczenia współczynnika OLR (opracowanie własne)

Table 5 OLR calculations (own elaboration)

Dane dla biogazowni o mocy 1 MW		
robocza objętość fermentatorów V _z	3 200	m ³
ilość zbiorników fermentacyjnych	2	Szt.
sumaryczna objętość fermentacji V _{zb}	6 400	m ³
średnia ilość smo niezbędnej do wytworzenia 1,0 MW	24 000	kg
dobowa produkcja biogazu	11 671	Nm ³
współczynnik OLR	3,75	kg smo/m ³ /doba

Zapewnienie odpowiedniego poziomu obciążenia komory fermentacyjnej suchą masą organiczną przekłada się również na parametr FOS/TAC, który utrzymany w zakresie 0,2 – 0,4 zapewnia prawidłowy przebieg fermentacji metanowej. W przypadku zbyt wysokiej wartości współczynnika OLR procesy fermentacyjne mogą ulec destabilizacji. Kontrolując stosunek lotnych kwasów organicznych do ogólnego węgla organicznego (FOS/TAC) zapewnia się optymalną oraz ekonomiczną wydajność produkcji biogazu.

Opracowując poziom energii elektrycznej jaka będzie produkowana w biogazowni w skali roku wykorzystuje się wzór nr 4 pozwalający na obliczenie ilości spalonego metanu:

$$V_b = x_{CH4} \cdot x_{obc} \cdot V_H \cdot t \quad (4)$$

gdzie:

V_b – ilość spalonego metanu [m³/rok]

V_H – założone uzyskiwanie biogazu [Nm³/h]

t – liczba godzin w roku

x_{CH4} – ilość metanu pozyskiwana z miksu wsadowego [%CH₄]

x_{obc} – poziom rocznej pracy biogazowni rolniczej z założeniem, że energia elektryczna produkowana jest przez 95% czasu w roku, a pozostałe 5% zarezerwowane jest na prace serwisowe układu kogeneracyjnego lub zbiorników fermentacyjnych

Po określeniu rocznej produkcji energii elektrycznej następuje obliczenie wytworzonej energii elektrycznej za pomocą równania nr 5:

$$N_{el} = V_b \cdot \eta_{el} \cdot W_o \quad (5)$$

gdzie:

N_{el} – produkowana energia elektryczna [MWh/rok]

η_{el} – sprawność elektryczna układu kogeneracyjnego

W_o – wartość opałowa dla biogazu rolniczego [kWh/m³]

Po obliczeniach dla analizowanej biogazowni o mocy 1,0 MW współczynniki nr 4 i 5 wynoszą odpowiednio:

Wyniki powyższych obliczeń oraz zestawienie możliwości technologicznych analizowanej biogazowni przedstawiono w tabeli 6.

Warto zapamiętać, iż są to założenia produkcyjne i faktyczna wartość uzysku energii elektrycznej może lekko odbiegać od przedstawionych wyników.

Tabela 6 Parametry techniczne uzysków energii (opracowanie własne)
Table 6 Technical parameters of energy yields (own elaboration)

Parametr techniczny	Wartość
Roczna produkcja biogazu [m ³]	4 420 000,00
Zawartość CH ₄ [%]	58,00
Roczna produkcja CH ₄ [m ³]	2 541 500,00
Wartość opałowa CH ₄ [kWh/m ³]	9,94
Roczna ilość energii CH ₄ [MWh]	25 262,51
Sprawność elektryczna CHP [%]	42,00
Sprawność cieplna CHP [%]	42,00
Roczna ilość energii elektrycznej [MWh]	10 610,25
Roczna ilość energii cieplnej [MWh]	10 610,25

Kolejnym z bardzo ważnych parametrów uwzględnianych na etapie projektowania biogazowni rolniczej jest określenie ilości produkowanej masy pofermentacyjnej. Poferment jest cenną substancją szczególnie z punktu widzenia gospodarki odpadami oraz ochrony środowiska. Do oszacowania masy pofermentu niezbędne są m.in.:

- wartości dotyczące ilości poszczególnych, wybranych do miksu substratów
- procentowa zawartość suchej masy oraz jednostkowy potencjał uzysku biogazu każdego z surowców
- gęstość biogazu
- procentowa zawartość suchej masy we frakcji stałej, która pozostała po separacji
- sprawność urządzenia separującego

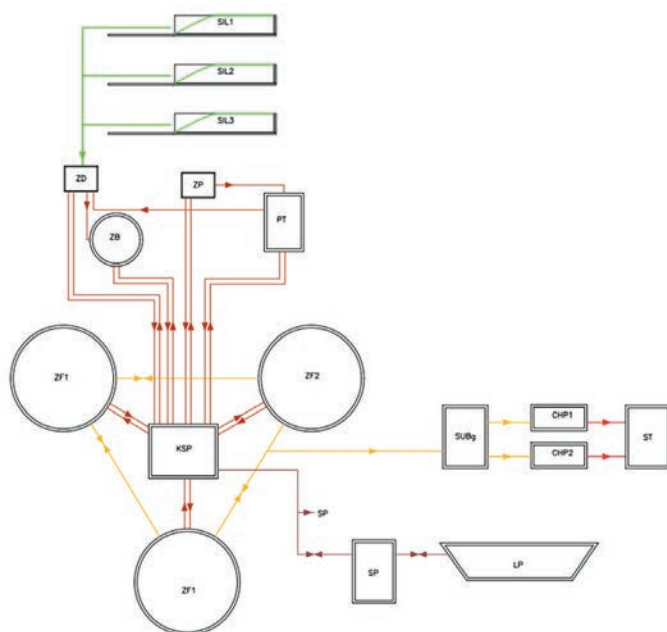
Szacuje się, że poziom odpadów pofermentacyjnych możliwych do ponownego wykorzystania wynosi około 25–30 mln kg/rok, czyli 25-30 ton/rok.

5.2. Specyfikacja technologiczna obiektu

Omawiana biogazownia rolnicza będzie składała się z wielu elementów technologicznych umożliwiających zintegrowaną pracę biogazowni. Najważniejsze z nich to:

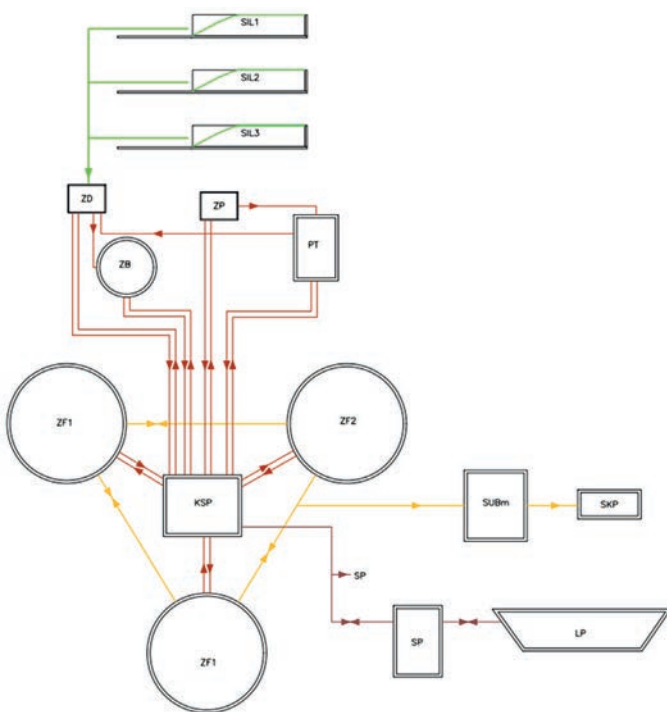
- silosy na substraty
- zbiornik dozowania
- zbiornik pasteryzacji
- pasteryzator
- zbiornik buforowy do fermentacji wstępnej
- stacja pomp
- zbiorniki fermentacyjne i dofermentujące
- stacja uzdatniania biogazu (w przypadku sprzedaży przez biogazownię energii elektrycznej oraz ciepła)
- układ kogeneracyjny (w przypadku sprzedaży przez biogazownię energii elektrycznej oraz ciepła)
- układ uszlachetniania biogazu (w przypadku sprzedaży biometanu)
- stacja kontrolno-pomiarowa (w przypadku sprzedaży biometanu)
- separator
- plac składowy
- studnia poseperacyjna
- laguny pofermentu
- stacja lagun
- odbiór pofermentu

Poszczególne składowe obiektu biogazowni z sugerowanym rozmieszczeniem w terenie przedstawiono na schematach poniżej (rys. 1 i 2) z rozróżnieniem wariantu I (sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła) oraz wariantu II (sprzedaż biometanu).



Rys. 1. Schemat technologiczny analizowanej biogazowni – wariant I (wykonanie własne). Legenda: SL – silosy przejazdowe, ZD – zbiornik dozowania, ZP – zbiornik pasteryzacji, ZB – zbiornik buforu, PT – pasteryzator, ZF – zbiornik fermentacji, KSP – obszar między obiektowy ze stacją pomp, SUBg – stacja uzdatniania biogazu, CHP – układ kogeneracyjny, ST – stacja transformatorowa, SP – stacja lagun, LP – laguny pofermentu

Fig. 1 Technological scheme of the analysed biogas plant – variant I (own implementation). Legend: SL – drive-through silos, ZD – dosing tank, ZP – pasteurisation tank, ZB – buffer tank, PT – pasteuriser, ZF – fermentation tank, KSP – inter-facility area with pumping station, SUBg – biogas treatment plant, CHP – cogeneration system, ST – transformer station, SP – lagoon station, LP – digestion lagoons



Rys. 2. Schemat technologiczny analizowanej biogazowni – wariant II (wykonanie własne). Legenda: SL – silosy przejazdowe, ZD – zbiornik dozowania, ZP – zbiornik pasteryzacji, ZB – zbiornik buforu, PT – pasteryzator, ZF – zbiornik fermentacji, KSP – obszar między obiektowy ze stacją pomp, SUBm – stacja uszlachetniania biogazu, SKP – stacja kontrolno-pomiarowa, SP – stacja lagun, LP – laguny pofermentu

Fig. 2. Technological scheme of the analysed biogas plant – variant II (own implementation). Legend: SL – drive-through silos, ZD – dosing tank, ZP – pasteurisation tank, ZB – buffer tank, PT – pasteuriser, ZF – fermentation tank, KSP – inter-facility area with pumping station, SUBm – biogas upgrading station, SKP – control and measuring station, SP – lagoon station, LP – digestion lagoons

6. Analiza ekonomiczna dla biogazowni rolniczej o zainstalowanej mocy 1 MW

Analiza ekonomiczna budowy biogazowni rolniczej o mocy 1,0 MWel to kluczowy element oceny rentowności takiego przedsięwzięcia. Zestawienie obejmuje wydatki poniesione w trakcie budowy oraz koszty eksploatacji biogazowni, a także prognozowany przychód ze sprzedaży energii elektrycznej, ciepłej oraz certyfikatów. Analiza ekonomiczna oprócz określenia ogólnej wartości inwestycji, umożliwi również zbadanie szacunkowego okresu zwrotu. W rozdziale przedstawiono szacunek kosztów instalacji biogazowej wyszczególniając dwa warianty: sprzedaż ciepła i energii elektrycznej oraz sprzedaż biometanu. Warianty różnią się od siebie zainstalowaną stacją transformatorową oraz agregatem kogeneracyjnym w wariantcie pierwszym oraz stacją uszlachetniania biometanu i stacją kontrolno-pomiarową w wariantcie drugim.

6.1. Szacunek kosztów instalacji biogazowej (wariant I – sprzedaż ciepła i energii elektrycznej)

Bilans finansowy został opracowany na podstawie indywidualnych ofert uzyskanych od wykonawców specjalizujących się w danym sektorze. Wycena zawiera koszty dostawy oraz montażu poszczególnych pozycji dotyczących bloków: fermentacyjnego, gazowego oraz ciepłego, urządzeń oraz instalacji energetycznych, a także inne zasoby pozablokowe. Zestawienie rachunkowe dla biogazowni sprzedającej ciepło oraz energię elektryczną zostało przedstawione w tabeli nr 7.

Tabela 7 Szacunek kosztów instalacji biogazowej (wariant I – sprzedaż ciepła i energii elektrycznej) szacunek kosztów instalacji biogazowej (wariant I – sprzedaż ciepła i energii elektrycznej)

Table 7 Cost estimate for biogas plant (Variant I – sale of heat and electricity)
Cost estimate for biogas plant (Variant I – sale of heat and electricity)

Lp.	Wyszczególnienie	Wartość netto [zł]	VAT [zł]	Wartość brutto [zł]
1	Roboty budowlane i instalacyjne	10 119 686,00	2 327 527,78	12 447 213,78
2	Dostawa urządzeń i technologii	10 426 944,00	2 398 197,12	12 825 141,12
3	Rozruch technologiczny	66 000,00	15 180,00	81 180,00
4	Zarządzanie przedsięwzięciem	660 000,00	151 800,00	811 800,00
	RAZEM	21 272 630,00	4 892 704,90	26 165 334,90

6.2. Szacunek kosztów instalacji biogazowej (wariant II – sprzedaż biometanu)

Poniżej przedstawiono analogiczny do rozdziału 6.1. szacunek kosztów z uwzględnieniem wybudowania stacji uszlachetniania biometanu oraz stacji kontrolno-pomiarowej (tab. 8). Dodatkowe instalacje służą do przeprowadzenia dodatkowych procesów m.in. odwadniania, odsiarczania i desulfuryzacji H₂S (redukcji organicznych i nieorganicznych związków siarki). Oczyszczony biogaz jest następnie sprężany i rozdzielany do biometanu i CO₂. Warto również zaznaczyć, że w przypadku potrzeby zatłoczenia biometanu do sieci średniego lub wysokiego ciśnienia konieczne jest również zastosowanie kompresora.

6.3. Procedura handlu energią elektryczną, ciepłą, biometanem oraz certyfikatami

6.3.2. Wariant I – sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła

Sprzedaż dla tego wariantu opiera się na kilku podstawowych etapach, które kolejno obejmują:

Tabela 8 Szacunek kosztów instalacji biogazowej (wariant II – sprzedaż biometanu)
Table 8 Cost estimate for biogas plant (Option II – sale of biomethane)

Lp.	Wyszczególnienie	Wartość netto [zł]	VAT [zł]	Wartość brutto [zł]
1	Roboty budowlane i instalacyjne	10 119 686,00	2 327 527,78	12 447 213,78
2	Dostawa urządzeń i technologii	49 351 944,00	11 350 947,12	60 702 891,12
3	Rozruch technologiczny	66 000,00	15 180,00	81 180,00
4	Zarządzanie przedsięwzięciem	660 000,00	151 800,00	811 800,00
	RAZEM	60 197 630,00	13 845 454,90	74 043 084,90

Zaprognozowanie ilości energii elektrycznej, która zostanie wyprodukowana dnia następnego. Prognoza obejmuje wszystkie dane produkcyjne uwzględniając ewentualne awarie lub przerwy w dostawie. Zaplanowana ilość zostaje sprzedawana na giełdzie poprzez dedykowane oprogramowanie wspomagające takie transakcje.

Zautomatyzowany bilans porównujący prognozę z otrzymaną produkcją. Otrzymywany jest na podstawie wygenerowanych codziennych raportów z godzinnym wyszczególnieniem rzeczywistej produkcji.

Zrealizowanie ewentualnych dopłat (jeśli saldo rozliczeń jest ujemne) oszacowanych na podstawie posiadanych sprawozdań. Rozliczenie ustalane jest na podstawie aktualnej ceny aukcyjnej oraz indeksu TGE_BASE. Ujemne saldo występuje w sytuacji gdy iloczyn ilości energii elektrycznej oraz indeksu będzie mniejszy niż ustalona cena aukcyjna. W takiej sytuacji konieczne jest rozliczenie różnicy przez Zarządcę Rozliczeń dla Wytwórcy po uprzednim potwierdzeniu ilości energii, która została faktycznie wyprodukowana. Zgodnie z aktualnie obowiązującym rozporządzeniem [11] referencyjna cena sprzedaży energii elektrycznej dla instalacji o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 500 kW i nie większej niż 1 MW, wykorzystujących wyłącznie biogaz rolniczy do wytwarzania energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wynosi 941 zł/MWh. Cenę sprzedaży energii ciepłej można natomiast ustalić w granicach 15,32 zł/MWh (55,15 zł/GJ) [2].

Przygotowanie bilansu produkcji ciepła oraz biogazu, które musi zostać zatwierdzone przez Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Sprawozdanie jest następnie analizowane przez Urząd Regulacji Energetyki, który po pozytywnym rozpatrzeniu wydaje odpowiednie certyfikaty produkcji energii ciepłej z tytułu kogeneracji. Uzyskane certyfikaty zostają sprzedane na giełdzie. Aktualnie cena certyfikatów dot. energii ciepłej wynosi około 150 zł/MWh [14]

6.3.2. Wariant II – sprzedaż biometanu

Sprzedaż dla tego wariantu opiera się na kilku etapach, które kolejno obejmują:

1. Biometan zostaje zatłaczany do sieci.
2. Za pomocą stacji kontrolno-pomiarowej monitorowana jest odpowiednia jakość biometanu oraz jego ilość zatłoczona do sieci mierzona w MWh. W przeciwieństwie do sprzedaży energii elektrycznej w tym wariantcie nie jest konieczne codzienne informowanie dystrybutora o prognozowanych ilościach przekazanych do sieci, ponieważ zatłaczanie biometanu jest procesem bardziej „elastycznym”. Rozliczenie w tym przypadku może być przeprowadzane w okresach miesięcznych.
3. Na podstawie przygotowanego bilansu następuje rozliczenie sprzedaży. Zgodnie z najnowszym rozporządzeniem [10] ustalono referencyjną cenę sprzedaży biometanu pochodzenia rolniczego w wysokości 545 zł/MWh. Niestety zgodnie z najnowszą ustawą [9] określającą sposób certyfikacji odnawialnych źródeł energii, certyfikaty dotyczące biometanu zostały wycofane.

6.4. Koncepcja finansowa instalacji biogazowej

W tym rozdziale zostanie przedstawiona przybliżona koncepcja finansowa instalacji biogazowej (tab. 9). Nakłady pieniężne zostały oszacowane w sposób szczegółowy, natomiast schemat przychodów, wydatki eksploatacyjne oraz inne koszty bieżące przedstawiono orientacyjnie, ponieważ ze względu na ich specyfikę wartości mogą zmieniać się w czasie.

Tabela 9 Koncepcja finansowa instalacji biogazowej dla wariantu I oraz II
Table 9 Financial concept of biogas plant for Variants I and II

		WARIANT I – sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepłej	WARIANT II – sprzedaż biometanu
Nakład inwestycyjny	Budowa biogazowni	27 465 334,90 zł	75 343 084,90 zł
	Praca biogazowni	5 001 943,42 zł	7 635 219,67 zł
Przychody	Sprzedaż energii elektrycznej (roczna suma produkcji 10610 MWh, średnia cena 941 zł/MWh)	8 488 000,00 zł	0,00 zł
	Sprzedaż żółtych certyfikatów (roczna suma produkcji energii ciepłej 10610 MWh, średnia cena 150 zł/MWh)	1 591 500,00 zł	0,00 zł
	Sprzedaż energii ciepłej (roczna suma produkcji 10610 MWh, średnia cena 46 zł/MWh)	162 545,20 zł	0,00 zł
	Sprzedaż biometanu (roczna suma produkcji 25300 MWh, stała cena 545 zł/MWh)	0,00 zł	13 788 500,00 zł

Planowany rozkład finansowy w projekcie prezentuje się w poniższy sposób (tab. 10):

- 20% nakładów inwestycyjnych ze środków własnych
- 80% nakładów inwestycyjnych z kredytu finansowego

Tabela 10 Rozkład finansowy nakładów inwestycyjnych
Table 10 Financial distribution of capital expenditure

	WARIANT I – sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepłej	WARIANT II – sprzedaż biometanu
Nakłady inwestycyjne	27 465 334,90 zł	75 343 084,90 zł
Środki własne	5 493 066,98 zł	15 068 616,98 zł
Kredyt finansowy	21 972 267,92 zł	60 274 467,92 zł
Rata kapitałowa (okres 15 lat, oprocentowanie 8%)	1 757 781,43 zł	4 821 957,43 zł
Nakłady inwestycyjne po uwzględnieniu raty kapitałowej	29 223 116,33 zł	80 165 042,33 zł

Poprawnie opracowana koncepcja finansowa powinna uwzględniać również kilka dodatkowych pozycji:

- współczynnik dyskonta
- podatek dochodowy CIT
- wartość CCF
- wartość IRR
- wartość NPV

Poniżej zostały przedstawione koncepcje finansowe budowy biogazowni rolniczej sprzedającej energię elektryczną i ciepłą (tab. 11) oraz budowy biogazowni rolniczej sprzedającej biometan (tab. 12). W zestawieniu uwzględniono wszystkie komponenty opracowane dla wariantu I oraz II (tab. 9 i tab. 10). Dodatkowo wyszczególniono alternatywny wariant sprzedaży biometanu (tab.

Tabela 11 Koncepcja finansowa budowy biogazowni – wariant I – sprzedaż energii elektrycznej i ciepłej
Table 11 Financial concept for the construction of a biogas plant – variant I – sale of electricity and heat

Rok	Współczynnik dyskonta	Przychody	Wydatki operacyjne	Nakład inwestycyjny	Podatek CIT (19%)	Obsługa długu długoterminowego	Przepływy pieniężne (cash flow)	Skumulowane przepływy pieniężne	Zdyskontowane przepływy pieniężne (cash flow)
2023	-1	1,00	0 zł	0 zł	-27 465 335 zł	0,00 zł	-27 465 335 zł	-27 465 335 zł	-27 465 335 zł
2024	0	1,00	0 zł	0 zł	-	0,00 zł	21 093 377 zł	21 093 377 zł	-6 371 958 zł
2025	1	0,95	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-834 556,61 zł	-2 343 709 zł	3 557 847 zł	-2 814 111 zł
2026	2	0,91	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-667 567,37 zł	-3 222 599 zł	2 845 945 zł	31 834 zł
2027	3	0,86	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-678 699,99 zł	-3 164 007 zł	2 893 405 zł	2 925 239 zł
2028	4	0,82	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-700 965,22 zł	-3 046 821 zł	2 988 325 zł	5 913 565 zł
2029	5	0,78	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-723 230,45 zł	-2 929 636 zł	3 083 246 zł	8 996 810 zł
2030	6	0,75	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-745 495,68 zł	-2 812 450 zł	3 178 166 zł	12 174 976 zł
2031	7	0,71	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-767 760,91 zł	-2 695 265 zł	3 273 086 zł	15 448 062 zł
2032	8	0,68	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-790 026,15 zł	-2 578 079 zł	3 368 006 zł	18 816 068 zł
2033	9	0,64	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-812 291,38 zł	-2 460 894 zł	3 462 926 zł	22 278 995 zł
2034	10	0,61	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-834 556,61 zł	-2 343 709 zł	3 557 847 zł	25 836 841 zł
2035	11	0,58	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-856 821,84 zł	-2 226 523 zł	3 652 767 zł	29 489 608 zł
2036	12	0,56	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-879 087,07 zł	-2 109 338 zł	3 747 687 zł	33 237 295 zł
2037	13	0,53	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-901 352,30 zł	-1 992 152 zł	3 842 607 zł	37 079 902 zł
2038	14	0,51	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-923 617,53 zł	-1 874 967 zł	3 937 527 zł	41 017 430 zł
2039	15	0,48	11 738 055 zł	-5 001 943 zł	-	-945 882,77 zł	-1 757 781 zł	4 032 448 zł	45 049 877 zł
								IRR	20,15%
								NPV	28 554 082,42 zł

Tabela 12 Koncepcja finansowa budowy biogazowni – wariant II – sprzedaż biometanu

Table 12 Financial concept for the construction of a biogas plant – option II – sale of biomethane

Rok		Współczynnik dyskonta	Przychody	Wydatki operacyjne	Nakład inwestycyjny	Podatek CIT (19%)	Obsługa długu długoterminowego	Przepływy pieniężne (cash flow)	Skumulowane przepływy pieniężne	Zdyskontowane przepływy pieniężne (cash flow)
2023	-1	1,00	0 zł	0 zł	-75 343 085 zł	0,00 zł		-75 343 085 zł	-75 343 085 zł	-75 343 085 zł
2024	0	1,00	0 zł	0 zł	-	0,00 zł	57 863 489 zł	57 863 489 zł	-17 479 596 zł	57 863 489 zł
2025	1	0,95	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	52 439,29 zł	-6 429 277 zł	-223 557 zł	-17 703 153 zł	-212 911 zł
2026	2	0,91	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	510 525,24 zł	-8 840 255 zł	-2 176 450 zł	-19 879 602 zł	-1 974 104 zł
2027	3	0,86	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	479 986,18 zł	-8 679 523 zł	-2 046 257 zł	-21 925 859 zł	-1 767 634 zł
2028	4	0,82	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	418 908,05 zł	-8 358 060 zł	-1 785 871 zł	-23 711 730 zł	-1 469 241 zł
2029	5	0,78	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	357 829,92 zł	-8 036 596 zł	-1 525 485 zł	-25 237 216 zł	-1 195 258 zł
2030	6	0,75	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	296 751,80 zł	-7 715 132 zł	-1 265 100 zł	-26 502 316 zł	-944 037 zł
2031	7	0,71	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	235 673,67 zł	-7 393 668 zł	-1 004 714 zł	-27 507 030 zł	-714 032 zł
2032	8	0,68	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	174 595,54 zł	-7 072 204 zł	-744 328 zł	-28 251 358 zł	-503 791 zł
2033	9	0,64	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	113 517,41 zł	-6 750 740 zł	-483 943 zł	-28 735 301 zł	-311 954 zł
2034	10	0,61	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	52 439,29 zł	-6 429 277 zł	-223 557 zł	-28 958 858 zł	-137 245 zł
2035	11	0,58	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	-8 638,84 zł	-6 107 813 zł	36 829 zł	-28 922 029 zł	21 533 zł
2036	12	0,56	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	-69 716,97 zł	-5 786 349 zł	297 214 zł	-28 624 815 zł	165 500 zł
2037	13	0,53	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	-130 795,10 zł	-5 464 885 zł	557 600 zł	-28 067 214 zł	295 707 zł
2038	14	0,51	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	-191 873,22 zł	-5 143 421 zł	817 986 zł	-27 249 229 zł	413 138 zł
2039	15	0,48	13 788 500 zł	-7 635 220 zł	-	-252 951,35 zł	-4 821 957 zł	1 078 372 zł	-26 170 857 zł	518 715 zł
									IRR	-19,51%
									NPV	-25 295 206,72 zł

Tabela 13 Koncepcja finansowa budowy biogazowni – wariant II – sprzedaż biometanu – symulacja opłacalności

Table 13 Financial concept for the construction of a biogas plant – variant II – sale of biomethane – simulation of profitability

Rok		Współczynnik dyskonta	Przychody	Wydatki operacyjne	Nakład inwestycyjny	Podatek CIT (19%)	Obsługa długu długoterminowego	Przepływy pieniężne (cash flow)	Skumulowane przepływy pieniężne	Zdyskontowane przepływy pieniężne (cash flow)
2023	-1	1,00	0 zł	0 zł	-75 343 085 zł	0,00 zł		-75 343 085 zł	-75 343 085 zł	-75 343 085 zł
2024	0	1,00	0 zł	0 zł	-	0,00 zł	57 863 489 zł	57 863 489 zł	-17 479 596 zł	57 863 489 zł
2025	1	0,95	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 290 011,81 zł	-6 429 277 zł	9 762 682 zł	-7 716 914 zł	9 297 792 zł
2026	2	0,91	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-1 831 925,86 zł	-8 840 255 zł	7 809 789 zł	92 875 zł	7 083 709 zł
2027	3	0,86	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-1 862 464,92 zł	-8 679 523 zł	7 939 982 zł	8 032 857 zł	6 858 855 zł
2028	4	0,82	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-1 923 543,05 zł	-8 358 060 zł	8 200 368 zł	16 233 225 zł	6 746 463 zł
2029	5	0,78	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-1 984 621,18 zł	-8 036 596 zł	8 460 753 zł	24 693 979 zł	6 629 222 zł
2030	6	0,75	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 045 699,30 zł	-7 715 132 zł	8 721 139 zł	33 415 118 zł	6 507 848 zł
2031	7	0,71	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 106 777,43 zł	-7 393 668 zł	8 981 525 zł	42 396 643 zł	6 383 002 zł
2032	8	0,68	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 167 855,56 zł	-7 072 204 zł	9 241 911 zł	51 638 553 zł	6 255 289 zł
2033	9	0,64	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 228 933,69 zł	-6 750 740 zł	9 502 296 zł	61 140 849 zł	6 125 265 zł
2034	10	0,61	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 290 011,81 zł	-6 429 277 zł	9 762 682 zł	70 903 531 zł	5 993 440 zł
2035	11	0,58	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 351 089,94 zł	-6 107 813 zł	10 023 068 zł	80 926 599 zł	5 860 280 zł
2036	12	0,56	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 412 168,07 zł	-5 786 349 zł	10 283 453 zł	91 210 052 zł	5 726 212 zł
2037	13	0,53	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 473 246,20 zł	-5 464 885 zł	10 543 839 zł	101 753 891 zł	5 591 623 zł
2038	14	0,51	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 534 324,32 zł	-5 143 421 zł	10 804 225 zł	112 558 116 zł	5 456 868 zł
2039	15	0,48	26 117 190 zł	-7 635 220 zł	-	-2 595 402,45 zł	-4 821 957 zł	11 064 610 zł	123 622 727 zł	5 322 267 zł
									IRR	20,15%
									NPV	78 358 538,15 zł

13), którego opłacalność będzie zbliżona do wariantu I (sprzedaż energii elektrycznej oraz ciepła). W tym celu sztucznie założono referencyjną cenę sprzedaży biometanu w wysokości 1032 zł/MWh, która pozwoliła na uzyskanie wewnętrznej stopy zwrotu na takim samym poziomie jak w wariantcie pierwszym (IRR = 20,15%).

7. Wnioski

Opracowane modele finansowe pozwoliły określić atrakcyjność ekonomiczną dla obu wariantów inwestycyjnych. W przypadku wariantu nr I, czyli biogazowni sprzedającej energię oraz ciepło, wskaźnik IRR wyniósł 20,15%, a osiągnięcie całkowite-

go zwrotu kapitału nastąpi w 2 roku inwestycji co daje wynik bardzo dobry. Niestety w przypadku wariantu nr II, czyli biogazowni sprzedającej biometanu, wskaźnik IRR przyjął wartość ujemną – 19,51%, a w pierwszych 15 latach funkcjonowania tego projektu nie należy spodziewać się zwrotu kapitału. Nieopłacalność wynika z wysokich kosztów zakupu stacji uszlachetniania biogazu do biometanu w porównaniu do aktualnej ceny referencyjnej sprzedaży biometanu.

W celu potwierdzenia tej hipotezy i uzyskania wskaźnika IRR równego wariantowi nr I przygotowano symulację modelu ekonomicznego dla wariantu II z założeniem sztucznej ceny referencyjnej sprzedaży biometanu. Aby uzyskać taki sam wynik wskaźnika IRR konieczne było przyjęcie tej ceny na poziomie aż 89,41% większym od podanej w aktualnie obowiązującym rozporządzeniu (referencyjna cena sprzedaży biometanu – 545 zł/MWh, zasymulowana cena sprzedaży biometanu – 1032 zł/MWh). Niestety jest to bardzo duża dysproporcja przemawiająca na zdecydowaną niekorzyść budowy biometanowni.

8. Podsumowanie

Rozwój produkcji biometanu jest ważny nie tylko z perspektywy środowiskowej, ale także politycznej. Wzrost cen gazu pod koniec 2021 roku i eskalacja kryzysu rosyjsko-ukraińskiego sprawiły, że konieczne stało się przyspieszenie propozycji zmiany miks energetyczny UE i Wielkiej Brytanii, w celu zmniejszenia zobowiązań do paliw kopalnych. Oczekuje się, że do 2050 roku elektryczność i paliwa na bazie wodoru zastąpią wiele paliw kopalnych w transporcie, przy istotnej roli bioenergii. Energia z biogazu często jest uważana za narzędzie zmiany miks energetyczny i redukcji emisji (zarówno w sektorze energetycznym, rolniczym, jak i przemysłowym).

Utworzenie własnego projektu biogazowni rolniczej, a następnie opracowanie dla niej modeli ekonomicznych opartych na prostym wskaźniku IRR (ocena stopy zwrotu) pozwoliło ocenić atrakcyjność ekonomiczną dla tego typu inwestycji. W trakcie analizy uwzględniono wszystkie najważniejsze aspekty techniczne obejmujące m.in. początkowe procedury administracyjne, wybór substratów oraz koncepcje budowlaną. Zastosowanie odpadów z przemysłu rolno-spożywczego pozwala na ponowne ich wykorzystanie, a pozyskanie ich jest dodatkowo proste pod względem ogólnej dostępności, ceny oraz transportu. W części ekonomicznej natomiast podsumowano wszystkie aspekty finansowe obejmujące etap budowy, późniejszą eksploatację oraz prognozowane przychody uwzględniając dwa warianty: sprzedaż energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaż biometanu.

Niestety przeprowadzona analiza ekonomiczna wykazała, że założona teza świadcząca o wyższej opłacalności produkcji biometanu jest nieprawdziwa. Na ten moment inwestowanie w budowę biometanowni nie jest opłacalne. Sytuacja ta jest spowodowana wysokimi kosztami inwestycyjnymi (zakup dodatkowej stacji uszlachetniania biogazu) wraz z jednocześnie zbyt niską ceną referencyjną sprzedaży biometanu. Brak zwrotu kapitału w prognozowanych pierwszych 15 latach funkcjonowania nie jest przyciągającym rokowaniem dla inwestorów. W celu uzyskania efektywności finansowej na podobnym poziomie do biogazowni sprzedającej energię elektryczną oraz ciepłą cena sprzedaży biometanu musiałaby zwiększyć się co najmniej aż o połowę.

Objęcie ramami prawnymi ceny biometanu daje pewnego rodzaju stabilność i zachętę dla inwestorów w kwestii budowy biometanowni, jednak wiele kwestii prawnych jest nadal nieuregulowanych. Na rynku polskim brakuje wsparcia dla tego typu inwestycji, a przyjęta cena referencyjna w obowiązującym rozporządzeniu jest o wiele mniej atrakcyjna niż w przypadku sprze-

daży energii elektrycznej. Taka sytuacja rodzi wiele wątpliwości czy warto jest rezygnować ze sprawdzonej dotychczas produkcji energii elektrycznej na rzecz biometanu.

LITERATURA

- [1] Antosz A., Ptak S., Analiza przemysłowych instalacji biogazowych w aspekcie rozwoju technologii oczyszczania biogazu, Nafta-Gaz 2023
- [2] Kościelewski R., Departament Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła URE, Oddziały Terenowe URE, Energetyka ciepła w liczbach – 2022 Warszawa 2023
- [3] Kujawski O., Przegląd technologii biogazu, Czysta Energia 2009
- [4] Polska Organizacja Biometanu, Kierunek: Biometan 2023
- [5] Sulewski P., Igniaciuk W., Szymańska M., Wąs A., Development of the Biomethane Market in Europe, 2023
- [6] Wawryniuk K., Biernat K., Techniki membranowe w procesach otrzymywania biometanu z biogazu, 2015
- [7] Żmuda K., 2010: Materiały z konferencji „Odnawialne źródła energii dla domu i biznesu „Czysta energia” miesięczniki 2010 r. Akty prawne
- [8] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. 2015 poz. 478)
- [9] Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 1762)
- [10] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej biometanu (Dz.U. 2023 poz. 2477)
- [11] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 8 listopada 2023 r. w sprawie ceny referencyjnej energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, okresów obowiązujących wytwórców, którzy wygrali aukcje, oraz referencyjnych wolumenów sprzedaży energii elektrycznej – Dz.U. 2023 poz. 2440

ŹRÓDŁA INTERNETOWE

- [12] European Biogas Association, EBA Statistical Report 2023, <https://www.europeanbiogas.eu/eba-statistical-report-2023> [dostęp 20.02.2024 r.]
- [13] Ginalski Z., Substraty dla biogazowni rolniczych, CDR w Brwinowie O/Radom, 2010 <https://www.cdr.gov.pl/pol/OZE/substraty.pdf> [dostęp 14.12.2023 r.]
- [14] Kurpiewska M., Zielone certyfikaty w 2023 i 2024 roku – jak wygląda ich rynek z perspektywy odbiorców z sektora MŚP?, AXPO 2024 <https://www.axpo.com/pl/pl/poznaj-Axpo/media/informacje-prasowe.detail.html/media-releases/2024/zielone-certyfikaty-w-2023-i-2024-roku.html> [dostęp 20.02.2024 r.]
- [15] Łukomska A., Czy biogazownia może zarobić na dwutlenku węgla? 2022 <https://magazynbiomasa.pl/czy-biogazownia-moze-zarobic-na-dwutlenku-wegla> [dostęp 06.02.2024 r.]
- [16] Plebański J., Skurowska M., Rödl & Partner, Biogaz i biometan w Polsce – pomoc publiczna i perspektywy inwestycyjne, Gramzielone.pl 2024 <https://www.gramzielone.pl/bioenergia/20196477/biogaz-i-biometan-w-polsce-pomoc-publiczna-i-perspektywy-inwestycyjne> [dostęp 14.07.2024]
- [17] Rapacka P., Biometan – nowe otwarcie dla biznesu i dekarbonizacji w Polsce, 2023 <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/biometan-nowe-otwarcie-dla-biznesu-i-dekarbonizacji-w-polsce-14110.html> [dostęp 20.02.2024 r.]
- [18] <https://www.feniks.gov.pl/strony/dowiedz-sie-wiecej-o-programie-program-feniks/> [dostęp 14.07.2024]
- [19] <https://www.gov.pl/web/nfosisgw/nabor-energia-plus> [dostęp 14.07.2024]
- [20] <https://www.gov.pl/web/nfosisgw/rozwoj-kogeneracji-w-oparciu-o-biogaz-komunalny> [dostęp 14.07.2024]