



ENERGETYCZNE WYKORZYSTANIE ODPADÓW POPRODUKCYJNYCH POWSTAJĄCYCH W DUŻYCH FERMACH HODOWLI BYDŁA

Szymon Grygier¹, Paweł Idziak², Mariusz Jędrzejczak¹

¹el-forti – usługi projektowe, ²Politechnika Poznańska

ECOLOGICAL USE OF POST-PRODUCTION WASTE IN LARGE CATTLE FARMS

Streszczenie

W artykule przedstawiono uwarunkowania prawne skłaniające do ograniczania emisji dwutlenku węgla w warunkach naszego kraju. Wykazano, że mimo niestabilnej i niesprzyjającej polityce finansowej inwestowanie w budowę lokalnych instalacji produkujących biogaz i przetwarzających go na energię elektryczną jest uzasadnione. Przedstawiono schemat technologiczny instalacji przystosowanej do przetwarzania gnojowicy, obornika bydłęcego i kukurydzy na biogaz. Wykazano, że pod względem surowcowym stado liczące ok. 1000 krów pozwala uruchomić i podtrzymać pod względem ilości niezbędnego surowca bioelektrownię o mocy 500 kW. W zestawieniach tabelarycznych przedstawiono dane dla takiej instalacji oraz dla instalacji o mocy dwukrotnie większej. Wskazano podstawowe kryteria doboru liczby zespołów prądowórczych, typu napędu mechanicznego (silnika) dla zespołu prądowórczego oraz samego generatora tak, aby źródła energii elektrycznej mogły pracować zarówno na sieć jak też w systemie wyspowym (wydzielonym). Wskazano na możliwość kompleksowego zagospodarowania całej wytworzonej w biogazowni energii cieplej.

Słowa kluczowe: biogaz, biogazownia, gnojowica, obornik, generator asynchroniczny, generator synchroniczny, opłaty za „zieloną energię”

Abstract

The article presents the legal constraints for limiting carbon dioxide emissions in Poland. It has been shown that, despite unstable and unfavorable financial policies, investing in the construction of local biogas plants and converting them into electricity is justified. The technological processes in such installations have been described. The article presents a flowchart of the technological process of processing manure, bovine manure and maize for biogas. It has been shown that a herd of about 1000 cows provides enough waste that this enables the bio-power plant of 500 kW. Tabular data lists data for such installations and for installations with twice the power. The basic criteria for selecting the number of generating sets, the type of mechanical drive (motor) for the generating set and the generator itself, are given, so that the power sources can work both on the grid and in the island system (isolated). It was indicated the possibility of comprehensive development of all heat generated in the biogas plant.

Key words: *biogas, bio-power plant, slurry, manure, asynchronous generator, synchronous generator, green energy certificates*

WPROWADZENIE

Zgodnie z badaniami ośrodka w Mauna Loa średnia zawartość CO₂ w powietrzu wzrosła z ok. 316 ppm w 1959 roku do 397 ppm w roku 2014 (Global Stat..., 2017). Przyjmuje się, że aktualna zawartość związków węgla w atmosferze zbliża się do najwyższych wartości jakie występowały w historii Ziemi. Przyczyn tego zjawiska jest wiele i zapewne nie wszystkie są w należyty sposób przebadane. Niepoślednią rolę odgrywają w tym przypadku procesy wywołane przez człowieka.

Dwutlenek węgla i metan są dwoma głównymi składnikami tzw. gazów cieplarnianych. Obydwa związki chemiczne powstają w przyrodzie zarówno w sposób naturalny jak i za sprawą działalności gospodarczej człowieka (związki antropogeniczne). W atmosferze ziemskiej wspomniane gazy stanowią odpowiednio CO₂ – 0,036% czyli 360 ppm, a metan zaledwie 0,00017% czyli 1,70 ppm. Każdy ze wspomnianych związków wykazuje zdolność do zatrzymywania ciepła określaną parametrem GWP (od ang. *global warming potential*). W przypadku CO₂ wartość tego parametru przyjmuje się jako jednostkową; dla metanu wynosi on 72 (Referencyjny wskaźnik...2011).

Badania wykazują, że dwutlenek węgla powstający w wyniku procesów naturalnych jest w całości „wchłaniany” przez środowisko (procesy fotosyntezy). Nadmiar tego gazu, pojawiający się jako efekt antropogeniczny, jest groma-

dzony głównie w atmosferze. Z danych statystycznych wynika, że przetwarzanie energii pierwotnej (energia źródeł np. kopalnych) na energię elektryczną jest odpowiedzialne za 30% ilości CO₂ trafiającego do atmosfery (Komunikat KOBIZE 2014). Jeżeli uwzględnić, że sprawność przemian energetycznych w konwencjonalnych elektrowniach wynosi ok. 35% to oznacza to, że każda kilowatogodzina wytworzonej energii elektrycznej powoduje wprowadzanie do środowiska ponad 800 gramów CO₂ (ok. 0,8 m³) (sprawność) (Szargut J, 2005).

Wobec wzrastającego zagrożenia „efektem cieplarnianym” instytucje światowe, w tym Parlament Europejski, opracowały szereg dokumentów nakazujących ograniczenie emisji CO₂. W przypadku Polski jednym z celów do osiągnięcia jest zwiększenie wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Ciągłe modyfikowana Dyrektywa Unii Europejskiej zakłada, że w 2020 roku Polska będzie produkowała 15 % potrzebnej energii z takich właśnie źródeł. Jednym ze wskazywanych źródeł energii pierwotnej są biopaliwa drugiej generacji. Oznacza to, że szczególnego znaczenia nabierają technologie związane z produkcją energii z biogazu. Przewiduje się, że w warunkach Polski powinien nastąpić istotny wzrost liczby instalacji produkujących i wykorzystujących to paliwo. W Tabelicy 1 przedstawiono prognozowane zmiany wartości mocy zainstalowanej urządzeń oraz energii dostarczonej do systemu energetycznego z elektrowni opalanych biogazem (Prognoza zapotrzebowania ..., 2013, 2014; Reference Scanario, 2013).

Tabela 1. Prognoza mocy zainstalowanej i produkcji energii
w elektrowniach biogazowych

Table 1. Forecast of installed power capacity and energy production
in biogas power plants

Rok	2010	2015	2020	2025	2030	2035
Moc zainstalowana [Mwe]	102	140	360	800	1400	1500
Energia wytworzona [TWh]	0,4	1,1	2	2,4	2,8	2,8

Prognozy opracowano przy założeniu, że jednostki wytwórcze nie będą jednostkami centralnie dysponowanymi, a średni statystyczny roczny czas pracy wynosić będzie 5300 h. Opracowany program rządowy „Innowacyjna gospodarka. Rolnictwo energetyczne” zakłada, że do roku 2020 w każdej gminie powstanie przynajmniej jedna biogazownia czyli blisko 2000 instalacji (Stryjecki, 2010). Ich łączna moc zainstalowana powinna wynosić ponad 1000 MWe. W założeniach tych nie uwzględniono zarówno czynników ekonomicznych (brak wsparcia finansowego, niepewność związana z zapewnieniem, w długoletniej perspektywie, dostaw surowca) jak też czynnika ludzkiego (problemy z lokalizacją instalacji wydzielającej odory, konieczność transportu surowca, itp.).

Wspominane czynniki zdecydowały, że nieliczne powstałe i pracujące w kraju instalacje to głównie instalacje będące własnością prywatną a nie samorządową (Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia..., 2015). Autorzy niniejszego opracowania, na podstawie doświadczeń zawodowych wykażą zasadność inwestowania w biogazowe instalacje elektroenergetyczne.

ZAŁOŻENIA

Przyjęto, że zgodnie z programem rządowym rozpatrywane instalacje nie będą jednostkami centralnie dysponowanymi, ale ich elektryczna moc jednostkowa będzie przekraczała wartość 50 kW, czyli producent nie będzie korzystał z praw przysługujących prosumentom. Założono, że przyłączenie do systemu energetycznego i współpraca z systemem odbywać się będzie na podstawie umowy koncesyjnej. Odrzucono możliwość produkowania biogazu i wtłaczania go do sieci dystrybucyjnej. Rozwiązanie to w warunkach Polski jest działaniem technicznie i ekonomicznie nieuzasadnionym; podobnie jak dystrybuowanie odpadowej energii cieplnej.

Na etapie sporządzania planu inwestycyjnego w bardzo ograniczonym stopniu uwzględniono ewentualne profity finansowe wynikające ze sprzedaży certyfikatów tzw. „zielonej energii”. Kilkuletnie obserwacje notowań cen wspomnianych certyfikatów na giełdzie energii wskazują na praktycznie całkowity zanik stymulującej roli tego narzędzia finansowego. Podczas gdy w 2012 roku cena tzw. zielonych certyfikatów wynosiła ok. 280 PLN za MWh, tak w chwili obecnej nie przekracza 25 PLN za tę samą jednostkę. Cena tzw. czarnej energii w ciągu omawianego przedziału czasu nie uległa istotnym zmianom tzn. wynosi ok. 200-230 PLN/MWh.

Uwzględnienie wspomnianych wcześniej czynników (warunki finansowania i rozliczenia

inwestycji, okres jej zwrotu, czynnik ludzki, dostęp do surowca, konieczność utylizacji i zagospodarowania odpadów poprodukcyjnych) a także możliwych rozwiązań konstrukcyjnych instalacji wykazało, że w warunkach krajowych uruchamianie takich instalacji ma sens ekonomiczny w przypadku, gdy pozostają one w rękach właściciela skomasowanych gruntów rolnych o znacznej powierzchni, prowadzącego wielkotowarową produkcję rolną i zwierzęcą. W prezentowanym materiale przyjęto, że produkcja biogazu będzie sposobem na utylizację odpadów powstających podczas wielkotowarowej hodowli bydła. Utylizacji podlegać będzie obornik oraz gnojowica. Jako źródło węglowodanów przewidziano kiszonkę kukurydzy stosowaną równocześnie jako karmę dla zwierząt. W rozważaniach celowo pominięto możliwość stosowania odpadów przemysłu rolno-spożywczego. Założono, że ze względu na wspomniany czynnik ludzki cały ciąg technologiczny powinien znajdować

się na terenie farmy, w pobliżu źródeł surowca, w relatywnie dużym oddaleniu od siedzib ludzkich.

TECHNOLOGIA PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Produkcja energii elektrycznej z biogazu pozornie nie wpływa na zmniejszenie zagrożenia stwarzanego przez gazy cieplarniane. Produktem spalania gazu w urządzeniu energetycznym pozostaje dwutlenek węgla, woda i tlenki azotu tzw. NO_x-y. Proces ten przebiega tak samo jak proces spalania paliw kopalnych. Różnica tkwi w pochodzeniu paliwa. W przypadku biogazu nie jest on wydobywany ze środowiska, w którym został „zmagazynowany” w wyniku procesów naturalnych (karbonizacja materii organicznej), i w którym może pozostawać bez szczególnego wpływu na zawartość np. CO₂ w atmosferze, lecz został otrzymany w wyniku „sterowanego” procesu fermentacji gnilnej. Procesowi temu podlega każda materia organiczna, również bez udziału człowieka. Wtedy jego produkty tzn. dwutlenek węgla, metan i woda pozostają w środowisku. Pozyskiwanie biogazu z organicznych materiałów „odpadowych” pozwala zmniejszyć zużycie paliw kopalnych, a wspomniane procesy fermentacyjne i tak będą zachodziły w naturze.

Ciąg technologiczny służący do produkcji energii elektrycznej z biogazu w dalszej części artykułu określany będzie zamiennie jako biogazownia lub bioelektrownia.

Elementami składowymi tego ciągu są urządzenia do produkcji biogazu, urządzenia do finalnej obróbki i gromadzenia odpadów poprodukcyjnych, zespół(-y) generujący energię elektryczną, urządzenia dystrybucyjne tej energii oraz magazyn surowca i infrastruktura komunikacyjna. W celu obniżenia kosztów budowy i eksploatacji cały ciąg powinien znajdować się możliwie najbliżej źródeł surowca oraz linii energetycznej średniego napięcia. Usytuowanie instalacji w pobliżu źródeł surowca obniża w istotny sposób koszty eksploatacji.

Zakładana w projektach rządowych możliwość sprowadzania surowca z obszaru o promieniu do 20-30 km czyni przedsięwzięcie, zdaniem autorów, wątpliwym pod względem ekonomicznym. Z jednej strony powstają wówczas znaczne koszty transportu, z drugiej pojawia się zagrożenie zanieczyszczenia dróg dojazdowych transportowanym surowcem (czynnik ludzki). Niezwykle istotne jest także usytuowanie instalacji w pobliżu linii elektroenergetycznej średniego napięcia. Budowa najtańszej linii przesyłowej to wydatek co najmniej 170-220 tys. PLN za kilometr. Przy czym oprócz kosztów budowy i utrzymania linii dochodzą zazwyczaj problemy związane z negocjacjami z właścicielami gruntów, przez które linia ta zostanie poprowadzona. Uwzględniając ten ostatni aspekt sugerowane są rozwiązania pozwalające skorzystać z linii już istniejących

lub podłączenia do linii biegnących przez tereny przyległe do nieruchomości inwestora instalacji biogazowej nawet za cenę zwiększenia kosztów inwestycji.

Prezentowane, w dalszej części artykułu, rozwiązania biogazowni zostało opracowane przy założeniach, że: a) inwestor będzie korzystał z własnego surowca, b) moc elektryczna bioelektrowni wynosić będzie 500 kW, c) całość instalacji zostanie ulokowana na terenie inwestora w bezpośrednim sąsiedztwie stada hodowanego bydła. Ten ostatni warunek oznacza, że stado przebywa przez cały rok w lekkich ocieplanych konstrukcjach. Przyjęto, że stado złożone będzie z około 1000 mlecznych krów. Konstrukcje wiat-obór umożliwiają ściółkowanie, gromadzenie gnojowicy i obornika. Na etapie budowy można przewidzieć możliwość ogrzewania podłoża wiaty ciepłem odpadowym powstałym w procesie produkcji energii elektrycznej.

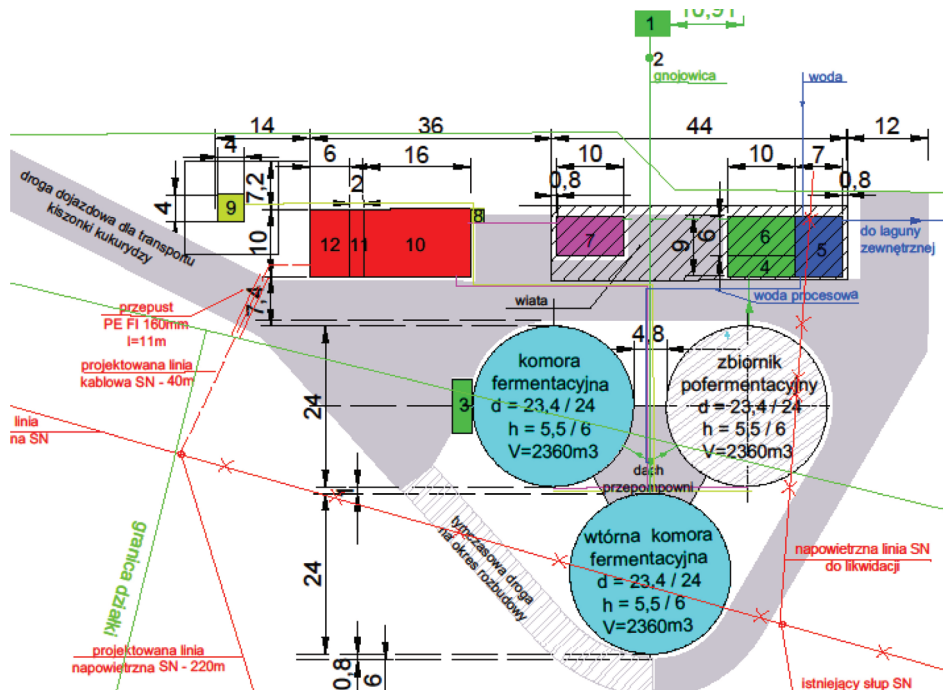
W produkcji biogazu wykorzystana zostanie cała zgromadzona gnojowica oraz obornik. Przyjęto, że materiałem uzupełniającym będzie kiszonka kukurydzy. W Tabelicy 2 przedstawiono właściwości wybranych materiałów odpadowych powstających przy produkcji zwierzęcej. Rozważania przeprowadzono dla materiału pochodzenia bydłowego, ale dla porównania w tabeli tej zebrano również dane dotyczące materiału pochodzącego z produkcji trzody chlewnej i kur oraz innego materiału uzupełniającego.

Tabela 2. Właściwości energetyczne odpadów poprodukcyjnych produkcji zwierzęcej
Table 2. Energy properties of post-production animal production waste

Surowce	Zawartość suchej masy sm [%]	Zawartość suchej masy organicznej smo [%sm]	Wydajność biogazu [m ³ /kg smo]	Zawartość CH ₄ [%obj.]
Gnojowica bydłowa	11	75-82	0,2-0,5	60
Gnojowica świńska	7	75-86	0,3-0,7	60-70
Obornik bydłowy	25	68-76	0,21-0,4	60
Obornik świński	20-25	75-80	0,27-0,45	60
Obornik kurzy	32	63-80	0,24-0,45	60
Kiszonka kukurydzy	20-35	85-95	0,45-0,75	50-55
Kiszonka trawy	25-50	70-95	0,55-0,62	54-55
Burak cukrowy	23	90-95	0,8-0,86	53-54
Burak pastewny	12	75-85	0,62-0,85	53-54
Liście buraczane	16	75-80	0,55-0,6	54-55

Na rysunku 1 przedstawiono przykładowe rozmieszczenie ważniejszych elementów instalacji. Projekt przygotowano dla istniejącej infrastruktury gromadzenia gnojowicy, obornika oraz placu magazynowania kiszonki. Obiekty

oznaczone na tym rysunku kolorem niebieskim to szczelne zbiorniki, w których przebiegać będą procesy fermentacyjne. Wszystkie komory zaprojektowano jako identyczne. Pozwala to zmniejszyć koszty wykonania, a w przyszłości rozbudować instalację zwiększając jej moc elektryczną do 1000 kW (rysunek 2).



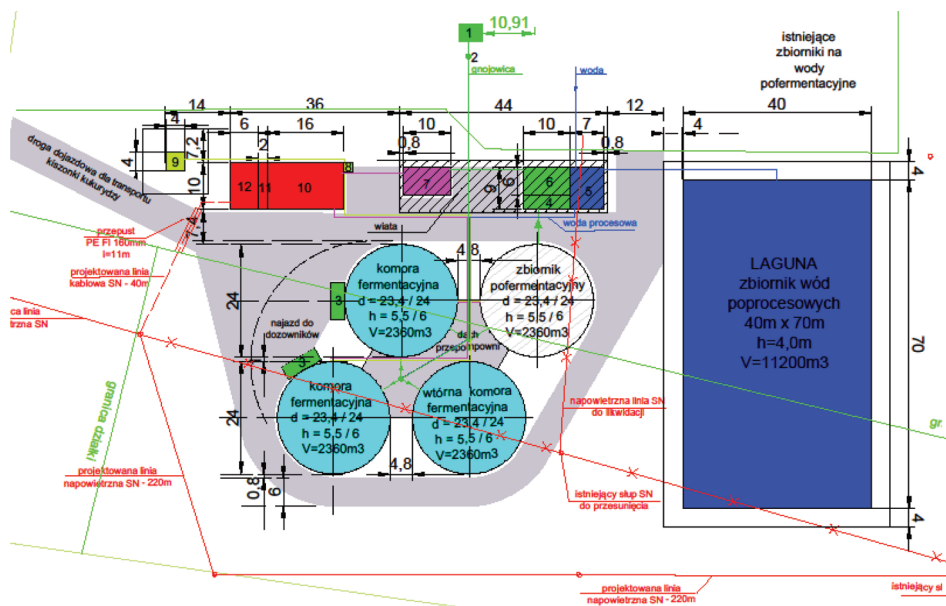
Rysunek 1. Projekt bioelektrowni z otwartym zbiornikiem na wody poprocesowe

Figure 1. Biogas power plant project with open water tank for the post-process water

Przyjęto, że ze względów bezpieczeństwa i kosztów eksploatacji w biogazowni zostaną zainstalowane dwa generatory o napięciu znamionowym 400 V i mocy jednostkowej nie mniejszej niż 320 kW. Łączna moc zespołów będzie większa od mocy deklarowanej lecz takie podejście pozwoli efektywniej pracować w stanach obniżonej produkcji gazu oraz efektywniej produkować energię w stanach wymagających wyłączenia jednego z generatorów np. na czas przeglądu czy też niezbędnego remontu.

Na rysunkach 1 i 2 ponumerowano odpowiednio główne elementy składowe ciągu: 1 – zbiornik gnojowicy wykonany przed budową instalacji zgazowania, 2 – dozownik substratu płynnego (gnojowicy), 3 – dozownik substratu stałego, 4 – separator, 5 – zbiornik wody procesowej, 6 – magazyn pofermentu, 7 – suszarnia pozostałości pofermentacyjnej (poferment), 8 – dmuchawa biogazu, 9 – pochodnia zabezpieczająca, 10 – budynek agregatów, 11 – pomieszczenie

szaf rozdzielczych, 12 – pomieszczenie transformatora; liniami odpowiednio: czerwonymi oznaczono linię energetyczną średniego napięcia, niebieską – odprowadzania wody, linią żółtą – dystrybucję gazu, linią różową – instalację ciepła. Projektowa długość drogi transportowej dla dostarczenia substratu suchego to ok. 70 m. Długość instalacji gazowej nie przekracza 150 m, a linia przesyłu ciepła odpadowego to zaledwie 90 m, podobnie jak długość linii transportującej substrat mokry. wyznaczonymi dla jednej z projektowanych instalacji.



Rysunek 2. Projekt bioelektrowni po rozbudowie do mocy 1000kW
Figure 2. Biogas power plant project after expansion to 1000 kW

W założeniach projektu przyjęto, że instalacja powinna zapewnić całkowite zagospodarowanie gnojowicy, zatem w chwili rozruchu praktycznie nie istnieje potrzeba dostarczania wody procesowej, gdyż średnia zawartość suchej masy nie przekracza 12 %. Dodatek substratu suchego jest dostarczany do zbiornika fermentacyjnego w zależności od potrzeb. Proces fermentacji nie zapewnia całkowitej przemiany substancji organicznej do postaci biogazu. Pozostała część substancji, która nie uległa przemianie w biogaz, może zostać wykorzystana do nawożenia.

Dla utrzymania prawidłowości przebiegu procesu fermentacji metanowej powinny być zachowane odpowiednie parametry, a przede wszystkim temperatura procesu metanogenego. Przekroczenie dopuszczalnych progów

temperaturowych prowadzi do zniszczenia określonych szczepów bakterii i spowolnienia lub „wygaszenia” procesu fermentacji.

Istotnym parametrem jest też stężenie jonów wodorowych (wskaźnik pH). Optymalna wartość pH złoza zawierającego gnojowicę, obornik i kukurydź wynosi od 6,8 do 7,5.

Niezwykle ważne jest mieszanie wsadu w komorze fermentacyjnej. Proces mieszania zapewnia odpowiedni kontakt bakterii gnilnych z materiałem organicznym. Lekkie frakcje wsadu zostają rozłożone krótko po rozpoczęciu całego procesu. Frakcje cięższe – kukurydza – wymagają dłuższego czasu fermentacji, jednak to właśnie węglowodany są głównym źródłem metanu. W procesie mieszania należy zwrócić uwagę na możliwość uwarstwienia wsadu w taki sposób, że część kukurydzy będzie zawsze znajdowała się na powierzchni pulpy fermentacyjnej. Procesy gnilne będą zachodziły w niej znacznie wolniej. Warunkiem niezbędnym jest zachowanie jednakowej prędkości zachodzących przemian. W tym celu należy, oprócz wspomnianego współczynnika pH, kontrolować temperaturę podłoża (pulpy fermentacyjnej) oraz zawartość inhibitorów czyli substancji, które działają szkodliwie na bakterie i zakłócają proces rozkładu. Dostają się one do komory fermentacyjnej w niewielkich ilościach wraz z substratem.

W Tabeli 3 zamieszczono dane dotyczące optymalnego doboru składu mieszanki podlegającej fermentacji. Przyjęto, że procentowy udział gnojowicy wynosić będzie 64% masy całego wsadu. Tak znaczna ilość tego substratu uwalnia użytkownika od konieczności wprowadzania do komory fermentacyjnej wody procesowej. Duża ilość wody w gnojowicy uwalnia od dostarczania wody w fazie rozruchu instalacji. Stosowanie kukurydzy (kiszonki kukurydzy) jako substratu powoduje, że procesy fermentacyjne zachodzą nieco wolniej niż w przypadku np. kiszonki liści buraczanych czy też kiszonki trawy. W prezentowanej instalacji czas fermentacji został określony na 60 dni. Na etapie projektowania instalacji oraz w procesie rozruchu niezbędne są informacje o zawartości suchej masy oraz suchej masy organicznej w poszczególnych substratach. Dane te można uzyskać jedynie drogą badań laboratoryjnych. Umieszczone w Tabeli 3 wartości są wartościami wyznaczonymi dla jednej z projektowanych instalacji. W trakcie procesu użytkowania biogazowni należy okresowo kontrolować te dane. Dotyczy to również zawartości inhibitorów.

Utrzymanie odpowiedniej proporcji w składzie substratów ma jeszcze jedno ważne zadanie. Nadmierny wzrost suchej masy powoduje, że wzrasta gęstość pulpy fermentacyjnej co jest równoznaczne ze wzrostem obciążenia mieszkadła. Niedopilnowanie tego skutkuje zatrzymaniem mieszkadła lub jego mechanicznym uszkodzeniem. Brak sprawnego mieszkadła blokuje możliwość pracy instalacji. Próby zastąpienia mieszkadła mechanicznego mieszaniem hydraulicznym nie przynoszą oczekiwanych rezultatów.

Tabela 3. Bilans energetyczno-materiałowy biogazowni o mocy elektrycznej 500 kW
Table 3. Energy and material balance of biogas plants with electrical power of 500kW

0,5MW koncepcja – 2 zbiorniki ferment	kiszonka kukurydzy	gnojowica bydlęca	obornik bydlęcy	razem
wsad dzienny (Mg/dzień)	18,5	40	4	62,5
wsad roczny substrat wejściowy [Mg/rok]	6752,5	14600	1460	22812,5
wsad okres ferment (Mg/okres fermentacji)	1110	2400	240	3750
zawartość suchej masy (s.m.) %	33	5,7	22,1	14,83
sucha masa organiczna (s.m.o)%	95	84,6	84,5	
sucha masa organiczna (s.m.o) [kg/dzień]	5800	1929	747	8476
biogaz – masa właściwa [kg/m ³]				1,2
przefermentowany substrat wyjściowy [kg/dzień]	13489	39190	3641	56320
rozkład (s.m.o) kg/dzień	5011	810	359	6180
sucha masa (s.m) po całkowitej fermentacji, 2-gi zbiornik (%)	5,91	3,67	13,14	4,82
przefermentowany substrat wyjściowy w 1-ej kom. ferment [kg/dzień]	14742	39392	3731	57865
rozkład (s.m.o) w 1-ym stopniu ferment [kg/dzień]	3758	608	269	4635
sucha masa (s.m) po fermentacji, 1-szy zbiornik [kg/dzień]	2347	1672	615	4634
sucha masa po fermentacji zb. ferm. wstępnej (%)	12,69			
liczba dni fermentacji				60
liczba projektowanych zbiorników fermentacji				2
liczba projektowanych zbiorników fermentacji pierwotnej				2
liczba dni fermentacji na zbiornik 1-ej fermentacji				30
liczba dni fermentacji na zbiornik ferm-wtórnej				30
masa właściwa wsadu przy śr. uwodnieniu 92% [Mg/m ³]				0,93
projektowana objętość netto zbiornika ferment [m ³]				2016
całkowita pojemność netto zbiorników (m3)				4032
projektowana objętość brutto zbiornika ferment [m ³]				2199
uzysk dobowy biogazu [m ³]	4176	675	299	5150
produkcja biogazu na godzinę [m ³]				214,6
zawartość metanu w biogaz (%)	53	55	55	53,4
uzysk dobowy metanu (m3)	2213	371,3	164,3	2749
zapotrzebowanie godzinowe na gaz przy 50% zawartości CH ₄ / 1kWe [m ³]	0,458	w tym CH ₄	0,229	
Przewidywana moc elektryczna [kW]				500

System kontroli pH, szczególnie monitorowanie masy fermentacyjnej w zbiorniku fermentacji pierwotnej, zabezpiecza przed niepożądaną zmianą zakwaszenia. W takich stanach należy zmienić współczynnik pH poprzez dodanie związków wapnia lub obornik kurzy. Wymaga to jednak starannego odseparowania tzw. masy nieorganicznej (kamienie i żwir połykane przez kury).

Istotnym problemem jest właściwy dobór zespołu prądotwórczego. W opisywanym projekcie zastosowano jako źródło mocy mechanicznej wolnossące silniki tłokowe. Maszyny te zazwyczaj nie wymagają stosowania specjalnych układów oczyszczania, suszenia i zwiększania ciśnienia gazu zasilającego. Biogaz otrzymywany wprost z instalacji ma temperaturę ok. 35-38 °C i zawiera znaczne ilości wody. Schłodzenie gazu o kilkanaście stopni jest w większości wystarczające do wykroplenia się znacznej zawartej w gazie ilości wody. Zastosowanie pneumatycznych układów odwadniających jest wystarczające. Wolnossące silniki gazowe o zapłonie iskrowym nie wymagają stosowania stopnia podnoszącego ciśnienie w instalacji gazowej. Niewielkie ciśnienie tego gazu powstające w komorze fermentacyjnej jest wystarczające do zapewnienia poprawnej pracy silnika. Dodatkową zaletą silników gazowych jest ich znaczna trwałość. Znane są przypadki przepracowania przez silnik 38-40 tys. godzin do czasu pierwszego remontu.

W opisywanych programach rządowych przyjmuje się, że roczny czas eksploatacji zespołu biogazowego wynosić będzie 5300 godz. Doświadczenia autorów pokazują, że przy dobrze zorganizowanej służbie eksploatacyjno-serwisowej czas pracy agregatu w ciągu roku nie powinien być mniejszy niż 6800-7200 godzin (tj. ok. 80% czasu). Przy jego określaniu uwzględniono czas potrzebny na prace konserwatorskie i eksploatacyjne oraz krótkie postoje wynikające z niesprawnej instalacji zasilania w gaz lub instalacji odbierającej energię (usterki linii elektroenergetycznej).

Alternatywą dla silników tłokowych są turbiny gazowe. Deklarowana, przez producentów, sprawność tych maszyn jest nieco większa niż opisywanych silników tłokowych (średnio stosunek sprawności turbin do sprawności silników to 45% do 40%), ale stopień złożoności konstrukcyjnej oraz konieczność stosowania stacji uzdatniania gazu podwyższają koszty eksploatacji turbin.

DOBÓR GENERATORA

Instalacje bioenergetyczne mają stanowić źródło mocy czynnej wspierającej system elektroenergetyczny. Ze względu na wartość mocy oraz uwarunkowania prawne nie istnieje możliwość autonomicznej pracy takiego źródła. Wobec powyższego generator zainstalowany w biogazowni nie musi posiadać zdolności do wytwarzania energii elektrycznej w sytuacji braku napięcia w systemie, do którego został połączony. Może to być zatem tzw. generator asyn-

chroniczny oddający podczas pracy energię czynną do systemu i pobierający równocześnie z niego energię bierną o charakterze indukcyjnym. Zanik napięcia w systemie jest w tym przypadku równoznaczny z zakończeniem procesu wytwarzania energii czynnej w generatorze. W projekcie założono, że w biogazowni zostaną zainstalowane dwa zespoły wytwórcze napędzane takimi samymi silnikami tłokowymi, ale sprzęgnięte jeden z generatorem asynchronicznym, drugi z generatorem synchronicznym. Ta druga jednostka może pracować autonomicznie tj. bez pobierania jakiejkolwiek energii z systemu. Rozwiązanie takie obniży koszty budowy (generator asynchroniczny jest ok. 20-25% tańszy od generatora synchronicznego o tych samych parametrach i prostszy w obsłudze). Pozwoli to użytkownikowi biogazowni wytwarzać energię na potrzeby własne (podtrzymanie procesu biotwórczego, zapewnienie należytej temperatury złoża w komorach fermentacyjnych, ewentualne podgrzewanie wiat-obór i ewentualne suszenie materiału pofermentacyjnego). Oczywiście taka praca może być podtrzymywana przy obniżonej produkcji energii elektrycznej. Nadmiar biogazu musi być w tym przypadku skierowany do pochodni.

PODSUMOWANIE

Przeprowadzone badania wykazały, że istnieją uzasadnione przesłanki wdrożenia produkcji generatora asynchronicznego z magnesami trwałymi. Występujący, w tej maszynie, moment zaczepowy – nieunikniony w takiej konstrukcji – nie wywołuje istotnych skutków negatywnych.

Wykazano, że biogazownia rolnicza może być stabilnym źródłem energii elektrycznej. Jej praca nie zależy od pory roku czy też zmiennych czynników atmosferycznych (wiatr, słońce). Produktami odpadowymi są w tym przypadku: dwutlenek węgla, który i tak powstaje z procesach gnilnych materii organicznej traktowanej wcześniej jak niepotrzebne obciążenie środowiska, woda procesowa, która nie zawiera już praktycznie masy organicznej, ale może stanowić dobre uzupełnienie gleby w mikroelementy nieorganiczne; woda ta powinna być gromadzona w lagunach i zwracana na obszary upraw np. kukurydzy, ciepło odpadowe wykorzystane w dużym stopniu w samym procesie przetwarzania biomasy, sucha masa pofermentacyjna, która może stanowić doskonały materiał podkładowy pod uprawy roślin ozdobnych i drzew.

Zmieniające się uwarunkowania prawne oraz zdecydowany brak długofalowej polityki energetycznej powoduje, że instalacje przedstawionego typu są w naszym kraju ciągle jeszcze rzadkością. Prezentowane rozwiązanie, edytowane do właściciela stada hodowlanego liczącego ok. 1000 krów z dużym naddatkiem zaspokoi potrzeby produkcji oraz lokalnej społeczności. Oddzielenie obszaru zajętego przez biogazownię od obszaru mieszkalnego nie powinno stwarzać konfliktowych sytuacji (emisja odorów).

Jednym nierozwiązanym problemem pozostaje zagospodarowanie ciepła odpadowego.

LITERATURA

Global Stations CO₂ Concentration Trends, Scripps CO₂ Program. Dostęp 20 kwietnia 2017 r

Szargut Jan: Termodynamika Techniczna, Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2005

Referencyjny wskaźnik jednostkowej emisyjności dwutlenku węgla przy produkcji energii elektrycznej do wyznaczania poziomu bazowego dla projektów JI realizowanych w Polsce – czerwiec 2011 r

Komunikat Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami KOBIZE dotyczącym emisji dwutlenku węgla przypadającej na 1 MWh energii elektrycznej, 22 grudnia 2014 r.

Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2050 roku, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., 2013 oraz Warszawa, sierpień 2014 r.

Reference Scenario 2013, National Technical University of Athens, raport dla Komisji Europejskiej, 2013

Stryjecki Maciej: Prognoza rozwoju rynku energetyki odnawialnej do roku 2020, z uwzględnieniem perspektywy roku 2030 Elektroenergetyka nr 1 (3) / 2010

Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016-2025 Polskie sieci energetyczne Konstancin-Jeziorna 2015 projekty PRSP2016-2025 –13072015.pdf, dostęp 20.04.2017

Szymon Grygier mgr
Mariusz Jędrzejczak mgr inż
el-forti – usługi projektowe,
ul. Bożeny 20, 61-053 Poznań,
info@el-forti.com

Paweł Idziak, dr hab. inż.
Instytut Elektrotechniki i Elektroniki Przemysłowej
Politechnika Poznańska
ul. Piotrowo 3A, 60-965 Poznań
pawel.idziak@put.poznan.pl

Wpłynęło: 08.06.2017

Akceptowano do druku: 03.01.2018