

# **Bioelektrogazownie/ciepłownie i ich znaczenie dla gospodarki, środowiska, czystości powietrza i ochrony klimatu**

## **Streszczenie:**

Wybudowanie w okresie najbliższych 10-ciu lat w każdej gminie Polski - 2500 szt. bioelektrogazowni/ciepłowni o mocy każdej średnio 2 MW<sub>e</sub>, przyniesie możliwość wytworzenia około 40 000 GWh<sub>e</sub> energii elektrycznej i około 50 000 GWh<sub>t</sub> energii cieplnej.

Odnosząc się tylko do wytwarzanej energii elektrycznej tj. 40 000 kWh<sub>e</sub> należy zaznaczyć, że jest to około 25% obecnego zapotrzebowania krajowego na tę energię.

Bioelektrownie/ciepłownie są źródłami stabilnymi pracującymi 8000 do 8300 h/rok, do pracy których zużywane jest paliwo odnawialne - odpadowa biomasa roślinna i odzwierzęca. Rozproszona lokalizacja stabilnych źródeł wytwarzania po całym kraju i stosowanie w nich jako paliwa pierwotnego biomasy roślinnej pochodzenia krajowego, zwiększa skutecznie bezpieczeństwo energetyczne i obronne Polski. Przedstawiony zostanie również aspekt ekonomiczny źródeł wytwórczych energii o zerowej emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Zamojski Oddział SEP wspólnie z ICHTJ dysponują sprawdzoną empirycznie technologią i techniką, w/g której wybudowane instalacje bioelektrogazownie/ciepłownie są energetycznie efektywniejsze minimum o 40% w stosunku do instalacji wybudowanych w/g innych znanych rozwiązań zachodnich.

## **Summary:**

The construction of 2,500 bioelectric power plants/heating plants with an average capacity of 2 MW<sub>e</sub> each in each Polish commune over the next 10 years will enable the generation of approximately 40,000 GWh<sub>e</sub> of electricity and approximately 50,000 GWh<sub>t</sub> of thermal energy.

Referring only to the generated electricity, i.e. 40,000 kWh<sub>e</sub>, it should be noted that this is approximately 25% of the current national demand for this energy.

Bioelectric power plants/heating plants are stable sources operating 8,000 to 8,300 h/year, using renewable fuel - waste plant and animal biomass. The dispersed location of stable generation sources throughout the country and the use of domestic plant biomass as primary fuel effectively increases Poland's energy and defense security. The economic aspect of energy production sources with zero CO<sub>2</sub> emissions into the atmosphere will also be presented. The Zamość Branch of SEP, together with ICHTJ, has empirically proven technology and techniques, according to which the bioelectric gas/heating plant installations built are at least 40% more energy efficient than installations built according to other well-known Western solutions.

## **I. Uczestnictwo SEP w budowie instalacji MEB.**

Wybudowanie w okresie dekady rozproszonych po całym kraju 2500 MEB (jedna w każdej gminie) o mocy 2 MW<sub>e</sub> każda daje w sumie łączną moc wytwórczą 5000 MW<sub>e</sub>, co stwarza możliwość wyprodukowania w ciągu roku 40 000 GWh energii elektrycznej. Stanowi to ok. 25% obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną Polski. Produktem MEB, oprócz energii elektrycznej, jest energia termiczna (w ilości 1,3 razy większej od ilości wytworzonej energii elektrycznej) oraz ekologiczny nawóz organiczny w ilościach zbliżonych do ilości biomasy zużytej jako paliwo pierwotne (ok. 10 000 ton/rok nawozu organicznego o zawartości 33% s.m. z MEB o mocy 1MW<sub>e</sub>).

Z wytwarzanego biometanu można również przy wykorzystaniu znanych już technologii produkować ekologiczne paliwo do pojazdów z silnikami spalinowymi - CNG (sprężony biometan) lub LNG (skroplony biometan).

Nie mniej ważnym problemem, który w dużym stopniu można rozwiązać poprzez procesy anaerobowej fermentacji metanowej w MEB, jest możliwość skutecznej utylizacji odpadów organicznych, ścieków komunalnych, traw z obwałowań rzek, akwenów wodnych i parków, odpadów organicznych pochodzenia roślinnego i odzwierzęcego z przemysłu spożywczego i rolniczego, itd. - co przyczyni się w sposób znaczący do poprawy czystości środowiska, powietrza i ochrony klimatu.

### **I. Participation of SEP in the construction of the MEB installation.**

The construction of 2,500 MEBs scattered throughout the country over a decade (one in each commune) with a capacity of 2 MW<sub>e</sub> each gives a total generating capacity of 5,000 MW<sub>e</sub>, which makes it possible to produce 40,000 GWh of electricity per year. This constitutes approximately 25% of Poland's current electricity demand. The product of MEB, in addition to electricity, is thermal energy (in an amount 1.3 times greater than the amount of electricity generated) and ecological organic fertilizer in quantities similar to the amount of biomass used as primary fuel (approx. 10,000 tons/year of organic fertilizer containing 33% DM from MEB with a capacity of 1MW<sub>e</sub>).

The produced biomethane can also be used to produce ecological fuel for vehicles with combustion engines - CNG (compressed biomethane) or LNG (liquefied biomethane) using already known technologies.

An equally important problem that can be largely solved through anaerobic methane fermentation processes in MEB is the possibility of effective utilization of organic waste, municipal sewage, grass from river embankments, water bodies and parks, and organic waste of plant and animal origin from the food industry and agricultural, etc. - which will significantly contribute to improving the cleanliness of the environment, air and climate protection.

#### Uniknięta emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery wyliczona dla Bioelektroczłowni o łącznej mocy 5000 MW<sub>e</sub>

- Dla przewidywanej budowy 2 500 Małych Elektroczłowni Biogazowych /MEB/ o mocy jednostkowej 2 MW<sub>e</sub> każda i łącznej mocy 5 GW<sub>e</sub>

- roczna produkcja energii elektrycznej  $W_e = 5 \text{ GW} \times 8000 \text{ h} = 40\,000 \text{ GWh}$ ,
- elektroczłownia węglowa o sprawności  $\eta_e = 35\%$ ,
- kaloryczność węgla pierwiastkowego  $C = 32,8 \text{ MJ/kgC}$ ,
- kaloryczność węgla kamiennego średniego - 25 MJ/1kg węgla,
- zawartość węgla pierwiastkowego C w węglu średnim  $25 \text{ MJ}/32,8 \text{ MJ} = 76,2\%$
- 1MWh energii cieplnej - 144 kg węgla średniego  $\times 25 \text{ MJ/kg} = 3600 \text{ MJ} = 1 \text{ MWh}$
- masa węgla średniego na wytworzenie 1MWh<sub>e</sub> energii elektrycznej przy sprawności  $\eta_e = 0,35$

$$M_{1e} = M_1 / \eta_e$$

$$M_{1e} = 144 \text{ kg węgla średniego} / 0,35 = 411,43 \text{ kg węgla średniego/MWh energii elektrycznej}$$

$$\text{- wskaźnik emisji CO}_2 \quad wE = M_{1e} \cdot 0,762 \cdot 44/12 = 1\,150 \text{ kg CO}_2/1 \text{ MWh}_e$$

44 g - masa molowa CO<sub>2</sub>, 12 g - masa molowa węgla C

#### **Roczna uniknięta emisja CO<sub>2</sub> do atmosfery**

$$MuCO_2 = W_{ew} \cdot wE = 40 \cdot 10^6 \text{ MWh}_e/\text{rok} \cdot 1\,150 \text{ kg CO}_2/1 \text{ MWh}_e = 46 \cdot 10^6 \text{ ton CO}_2/\text{rok}$$

**tj. 46 mln ton CO<sub>2</sub>/rok**

Niezależnie od powyższego zastąpienie paliw kopalnych niezdrewniałą odnawialną corocznie biomasa organiczną pochodzenia roślinnego i odzwierzęcego, uniezależni nas w znaczącym stopniu od kosztownego importu gazu ziemnego (minimum o 25%, niektóre oceny mówią o 60%) i da potężny impuls w rozwój gospodarki krajowej oraz poprawi znacząco bezpieczeństwo energetyczne Polski. Zamojski Oddział SEP dysponuje innowacyjnymi sprawdzonymi empirycznie rozwiązaniami techniczno-technologicznymi, na podstawie których w woj. lubelskim wybudowano już 4-ry MEB o mocach 1 - 1,2MW<sub>e</sub> wyróżniających się w stosunku do rozwiązań zachodnich mniejszym zużyciem biomasy organicznej min. o 40% i mniejszą o 50% objętością zbiorników technologicznych, przy zachowaniu tych samych mocy produkcyjnych.

## 2. Proponowany zakres prac do realizacji przez Oddziały SEP

Zakres czynności, które naszym zdaniem mogą i powinny być prowadzone przez Oddziały SEP obejmują tematy do realizacji, projekty techniczne i koszty opracowania dokumentacji. Należy podkreślić, że organizacja SEP posiadająca kadrę techniczną na terenie całego kraju, może zrealizować część prac dających przyspieszający impuls w nieunikniony proces zmian w pozyskiwaniu niezbędnej do życia i funkcjonowania gospodarki energii. Oczywistym jest, że może to nastąpić przy pozytywnej współpracy z Energetyką zawodową i Samorządami terytorialnymi.

Minimalnym warunkiem dobrej pozytywnej współpracy jest usunięcie „BARIER” przedstawionych w p. IV. niniejszego opracowania. Wiąże się to ze zmianami części przepisów ostatniego wydania ustawy „Prawo Energetyczne”. Szczególnie groźnym, bo w zasadzie wyhamowującym realizację jednego z głównych zadań Programu unijnego i krajowego tj. transformacji energetycznej, jest art. 7 w/w Ustawy. Oddziały Dystrybucji Grup Energetycznych powołując się na zapisy powyższego artykułu ustawy (zmienionego w stosunku do wydania pierwotnego z 1997 r.) odmawiają zgody na przyłączenie do wspólnej sieci źródeł OZE, a w przypadku, gdy taka zgoda jest wyrażona to z ograniczeniem czasu pracy źródła na biogaz do 14 godzin/dobę w m-cach IV-VIII i 17 godzin/dobę w pozostałych miesiącach. Takie ograniczenie czasu pracy bioelektrowni powoduje, że budowa i eksploatacja takiego źródła staje się nieopłacalna.

Przykład: Rezygnacja z przygotowanej technicznie budowy MEB o mocy 200 kW<sub>e</sub> w Oleszycach pow. lubaczowski przez inwestora p. M Kierepkę.

## 3. Analiza ekonomiczna budowy i eksploatacji bezemisyjnych źródeł energii

W p. V. "Porównanie źródeł energii bez emisji CO<sub>2</sub>" tabela 3 (kolumna 7) przedstawiono jednostkowe koszty inwestycyjne wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach zerowo - emisyjnych gazów cieplarnianych (CO<sub>2</sub>), liczone w założeniu funkcjonowania źródła przez okres 20 lat. Z wykazanych wielkości liczbowych wynika, że najniższe koszty inwestycyjne jednostkowe (zł/MWh<sub>e</sub>) w wysokości 103 zł/MWh<sub>e</sub> wygeneruje stabilna wytwórczo instalacja MEB.

W tabeli 4, p. V., (kolumna 7) przedstawiono łączne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne, wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach zerowo - emisyjnych gazów cieplarnianych, liczone w założeniu, że źródło funkcjonować będzie przez okres 20-tu lat. Z wykazanych wielkości liczbowych wynika, że najniższe łączne koszty jednostkowe wytwarzania w wysokości 308 zł/MWh<sub>e</sub> wygeneruje również instalacja MEB.

Z wykazanych w tab. 3 i 4 (kolumna 7), p. V., wartości kosztów jednostkowych budowy i wytwarzania równoważnych bezemisyjnych źródeł energii wynika, że najwyższy koszt wytwarzania (zł/kWh<sub>e</sub>) spośród rozpatrywanych źródeł, generują dwa źródła OZE, tj. fotowoltaiczne (w tym prosumenckie) i wiatrowe. Wynika to podstawowo z faktu, że źródła te są niestabilne i pracują swoją mocą znamionową wówczas, gdy świeci słońce lub wieje z odpowiednią prędkością wiatr. Ich zaletą jest to, że napędzane są energią sił natury i nie wymagają tym samym innej energii pierwotnej oraz, że w sposób stosunkowo niewielki zanieczyszczają środowisko (wywołują natomiast hałas o niskich i wysokich częstotliwościach) wymagają dużych odległości od zabudowań, wymagają dużych powierzchni pod budowę farm, powodują migotanie światło - cień.

Wielokrotnie niższy jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej generują stabilne źródła wytwarzania, jakimi są bioelektrogazownie (308zł/MWh<sub>e</sub>) pracujące 8000 - 8200h/rok, (fotowoltaiczne - 1100-1300h/rok, wiatrowe 2100-2300h/rok).

Bioelektrogazownie wytwarzają również energię cieplną i ekologiczny nawóz organiczny (poferment) z którego może być również produkowany modyfikowany nawóz organiczny do różnego rodzaju upraw rolniczych i ogrodniczych. Zaistniały efekt synergii generujący dwa w/w nośniki energii i nawóz organiczny, przyniesie co najmniej dwukrotny wzrost korzyści

pieniężnych, co niewątpliwie wpłynie na obniżenie cen tych produktów. Szczegółowe wyliczenia podane w tabelach 3 i 4 oparto o koszty eksploatacji elektrowni o zerowej emisji CO<sub>2</sub> – wyliczenia własne.

Niezależnie od korzyści z produkcji w/w nośników energii w MEB, wystąpią dodatkowe korzyści wynikające ze zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery, poprawy czystości środowiska, powietrza i ochrony klimatu co jest tematem do oddzielnej analizy i omówienia.

**Z powyższego jednoznacznie wynika, że większość środków finansowych na transformację energetyczną powinna być w pierwszej kolejności kierowana na budowę rozproszonych bioelektroczłowni /ciepłowni. Takiego postępowania wymaga podstawowa zasada racjonalności gospodarczej.**

**Niezależnie od wykazanych wyżej wysoce pozytywnych korzyści (efekt synergii) wynikających ze stosowania biomasy organicznej niezdrewniałej jako paliwa pierwotnego, należy wyróżnić fakt, że paliwa takie są corocznie odnawialne (produkt krajowy) co uniezależnia nas od kosztownego importu paliw kopalnych (25% - 50%), a rozmieszczenie stabilnych źródeł wytwarzania energii – MEB na terenie całego kraju, powiększa nie tylko bezpieczeństwo energetyczne, ale również bezpieczeństwo militarne Polski.**

## **II. Zintegrowane wysoko efektywne sposoby wykorzystania biomasy do celów energetycznych.**

W dalszej części przedstawiono zbudowane i działające w sposób stabilny instalacje MEB według polskiej technologii POLBIOMET.

W związku z narastającym zapotrzebowaniem na energię w świecie, podejmowane są działania, których celem jest zwiększenie potencjału dostępności do energii poprzez rozwój źródeł odnawialnych. Surowcem do produkcji biogazu mają być rośliny energetyczne i odpady rolnicze.

Obecnie w świecie istnieje wiele rozwiązań technologicznych stosowanych w procesie otrzymywania biogazu.

Instytut Chemii i Techniki Jądrowej, we współpracy z twórcami rozwiązań reprezentującymi SEP z Zamościa, podjął próbę wdrożenia polskiego rozwiązania technicznego wytwarzania biogazu z biomasy z upraw celowych, z odpadów roślinnych i spożywczych oraz uczestniczy w budowie i eksploatacji polskiego rozwiązania technicznego wytwarzania biogazu z biomasy.

### **Fermentacja metanowa**

Biogaz powstaje na drodze beztlenowej fermentacji metanowej, przy udziale zróżnicowanej populacji mikroorganizmów, podczas której następuje rozkład złożonej materii organicznej do zredukowanego produktu gazowego [1,4,5]. Biogaz w swoim składzie zawiera głównie metan i ditlenek węgla. Proces wytwarzania biogazu składa się z czterech głównych etapów.

W pierwszym złożona, nierozpuszczalna w wodzie frakcja organiczna podlega hydrolizie do rozpuszczalnych w wodzie monomerów (aminokwasy, cukry proste, kwasy tłuszczowe). Następnie grupa mikroorganizmów - beztlenowców rozkłada produkty hydrolizy do lotnych kwasów tłuszczowych, alkoholi, wodoru i ditlenku węgla (acidogeneza). Kolejnym etapem jest acetogeneza, dzięki której z produktów acidogenezy wytwarzane są substraty metanogenne, czyli kwas octowy, wodór i ditlenek węgla.

Ostatnim etapem jest metanogeneza, przebiegająca dwoma drogami: w pierwszej jako substrat wykorzystywany jest kwas octowy, w drugiej wodór i ditlenek węgla. Bakterie acetogenne są producentami wodoru. Z kolei metanogeny odpowiedzialne za produkcję metanu podczas ostatniego etapu fermentacji metanowej, wymagają do przeżycia obecności wodoru. Powyższe

wymagania środowiskowe sprawiają, że te dwie grupy mikroorganizmów współżyją ze sobą w symbiozie [2,6,7].

### **Polska technologia wytwarzania biometanu i energii elektrycznej i ciepłej [8,9] - POLBIOMET**

Twórcy polskiej technologii POLBIOMET opatentowali rozwiązanie w Polsce i za granicą – polski patent PL 197 595 B1, pt.: „Sposób i układ wytwarzania metanu i energii elektrycznej i ciepłej”

W instalacji wytwarzania biogazu wykorzystuje się technologię anaerobowej przeróbki biomasy prowadzonej w sposób dwustopniowy – rozdział hydrolizy od fermentacji. Technologia ta wprowadza układ kaskadowy zbiorników i urządzeń w systemie fermentacji anaerobowej, tj. hydrolizery – fermentory – prasa lub wirówka dekantacyjna – kompostownik.

Odciek pofermentacyjny wraz z bakteriami metanowców zawrócony przez rurociąg do układu przygotowania biomasy i do hydrolizera powoduje przyspieszenie procesu hydrolizy oraz pozwala na uzyskanie odpowiedniej ilości suchej masy w zawieszynie. Ponadto pozwala na odpowiednie gospodarowanie wodą.

Układ oczyszczania i rozdziału biogazu pozwala na otrzymanie standardowego paliwa gazowego o wysokiej liczbie metanowej – paliwa korzystnego do zasilania kogeneratora oraz pozwala na uzyskanie dosyć czystego biometanu, który można wprowadzić do magistrali gazowej lub sprężyć do paliwa CNG lub skraplać do LNG.

Układ wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej składa się z kogeneratora, który może być sprzężony termicznie z ogniwem termoregeneracyjnym.

Rozwiązania te zawarte w powyższym patencie pozwalają na zestawienie układu do:

- elektrociepłowni wytwarzającej energię elektryczną i ciepłą,
- elektrogazowni wytwarzającej energię elektryczną i paliwo gazowe,
- wysokosprawnej elektrowni o sprawności wytwarzania energii elektrycznej rzędu 60%.

Inne znane rozwiązania na świecie nie zapewniają takich możliwości.

### **Polska technologia transportu i mieszania zawiesiny biomasy**

W większości przypadków, proces fermentacji metanowej produkcji biogazu w skali przemysłowej prowadzony jest w instalacjach jednostadialnych, w których mieszanie surowców (biomasa, woda) realizowane jest przy pomocy dużych mieszadeł mechanicznych instalowanych wewnątrz fermentatorów, co stwarza duże techniczne trudności w trakcie eksploatacji, w szczególności w przypadku awarii mechanicznych.

W oparciu o polski patent [8] wcześniej pokazany, sprawdzony w warunkach ćwierćtechnicznych w instalacji w Szewni Dolnej proces fermentacji metanowej prowadzony jest w dwu stadiach (hydrolizer – fermentor), a transport i mieszanie substratów i zawiesiny odbywa się hydraulicznie systemem strug cieczy wypływających z pomp cyrkulacyjnych. Uzyskane wyniki badawcze pozwoliły twórcom na zgłoszenie w Urzędzie Patentowym RP i za granicą zgłoszenia patentowego P.395860, pt.: „Sposób i układ transportu i mieszania zawiesiny biomasy w hydrolizerze i w fermentorze” [9], a następnie patentu PL 227 404 B1.

Po procesie badawczym w skali ćwierć technicznej w ramach przedsięwzięcia INITECH Instytut Chemii

i Techniki Jądrowej w Warszawie przeprowadził m. in. komputerowe modelowanie przepływu związanego ze strugami cieczy w fermentorze.

Ostatecznie rozwiązanie to zostało sprawdzone w instalacjach technicznych MEB 1,2 MWe w Międzyrzeczu Podlaskim – Zaścianki oraz w Parczewie – Koczerga.

Zaletą tego rozwiązania jest zastosowanie do mieszania zawiesiny biomasy w hydrolizerze i w fermentorze strumieni cieczy (system bezawaryjny), a pompy cyrkulacyjne zostały umieszczone na zewnątrz zbiorników, które łatwo jest wymienić.

### **Konstrukcja biogazowni o mocy elektrycznej $P_e = 1,2 \text{ MW}_e$ wg patentu polskiego nr PL 197 595 B1 oraz patentu PL 227 404 B1.**

Zgodnie z patentem polskim PL 197 595 B1 układ biogazowni standardowej o mocy elektrycznej  $P_e = 1,2 \text{ MW}_e$  składa się z urządzeń umieszczonych szeregowo (w kaskadzie) służących do przeprowadzenia hydrolizy metanogenezy zawiesiny biomasy w wodzie, następnie do wydzielania z pofermentu substancji służących do wytworzenia kompostu i oddzielenia odcieków. Powstały biogaz podlega odwodnieniu i oczyszczeniu ze związków siarki i po uzdatnieniu dostarczany jest do kogeneratora o mocy elektrycznej ok.  $P_e = 1,2 \text{ MW}_e$  i o mocy cieplnej  $P_t = 1,5 \text{ MW}_t$ . Energia elektryczna wprowadzona jest do sieci elektroenergetycznej, a ciepło jest rozdzielane na ciepło dostarczane do ogrzewania układu hydrolizerów i fermentorów (ok. 30%) oraz na ciepło nadmiarowe dostarczane do suszarni wytwarzanego peletu lub do ogrzewania szklarni itp.

Zgodnie z polskim patentem PL 227 404 B1, zawiesina biomasy w hydrolizerach i w fermentorach jest mieszana i transportowana przez pompy. Liczba pomp zależna jest od objętości zbiorników. Wewnątrz fermentora refluks zawracany jest z końca na początek zbiornika. Na zewnątrz część wyprowadzonego z fermentorów refluksu oraz część odcieków zawracane są przez pompy do zbiornika i do komory wstępnego mieszania. Część refluksu i odcieków wyprowadzana jest do zbiorników leżakowania (sezonowania). Wewnątrz hydrolizerów i fermentorów umieszczono także mieszadła śmigłowe wspomagające mieszanie hydrauliczne.

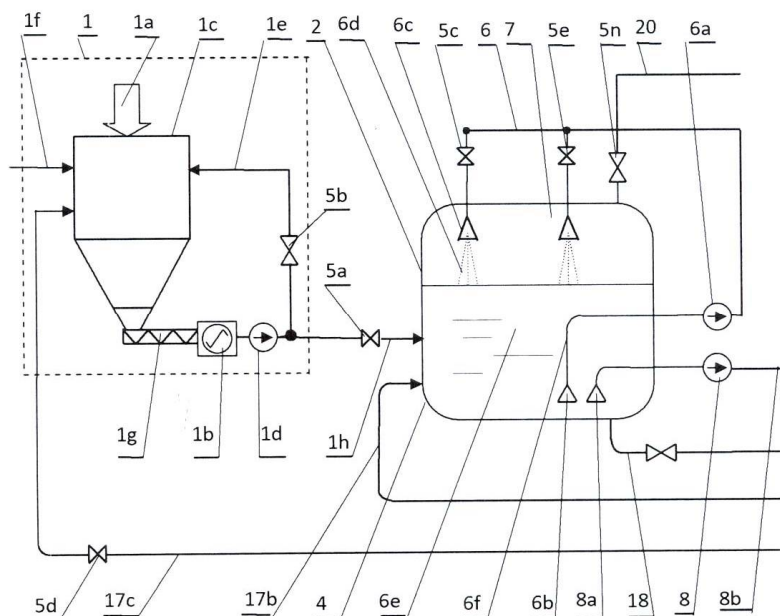
### **Przeprowadzone doświadczenia**

Doświadczenia nad przygotowaniem zawiesiny biomasy, nad hydrolizą zawiesiny, nad fermentacją metanową zawiesiny zhydrolizowanej, nad transportem i mieszaniem hydraulicznym zawiesiny przeprowadzono na instalacji ćwierć technicznej w Szewni Dolnej.

Mikroinstalację badawczą MEB zbudowano także w Instytucie Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie. Przeprowadzono tam również badania nad rozdziałem biogazu na biometan i ditlenek węgla wraz z siarkowodorem za pomocą modułu membranowego. Zbudowano też membranową instalację przewoźną. Uzyskano retentat zawierający ponad 92%  $\text{CH}_4$ .

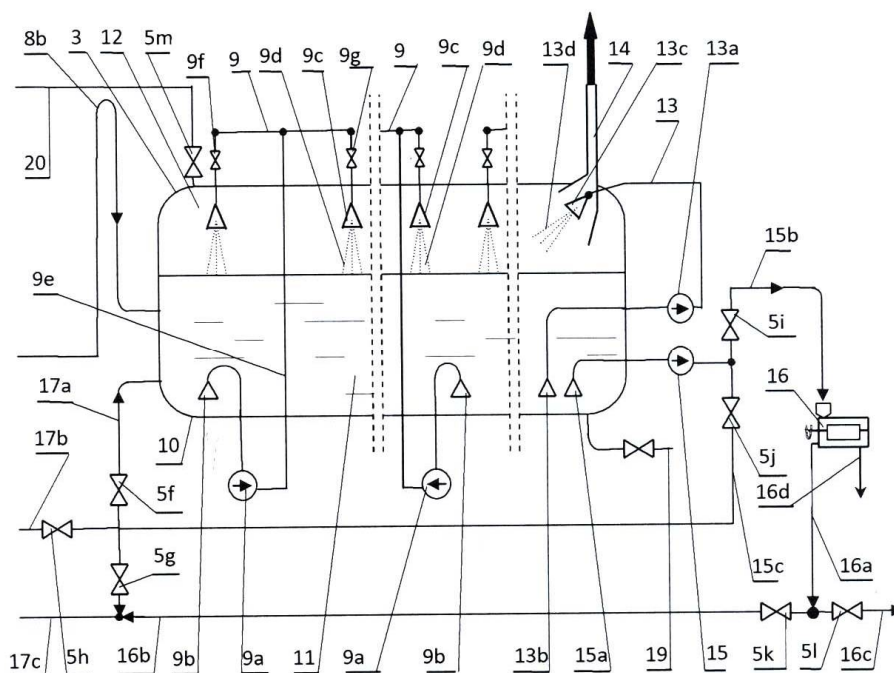
Ostateczną weryfikację wyników doświadczeń uzyskano na dużych instalacjach technicznych MEB  $1,2 \text{ MW}_e$ , na których uzyskano biogaz o zawartości  $\text{CH}_4$  ok. 60% oraz zmniejszenie zużycia biomasy w porównaniu z instalacjami typu NaWaRo o ok. 40%.

Schemat takiej instalacji z transportem i mieszaniem hydraulicznym biomasy obrazują rys. 1 i 2.



Rys. 1. System transportu i mieszania zawiesiny biomasy w hydrolizerze.

1- zespół przygotowania biomasy, 1a - biomasa, 1b - rozdrabniacz, 1c - mieszalnik, 1d - pompa podająca, 1e - rurociąg powrotny, 1f - rurociąg wody, 1g - podajnik, 1h - rurociąg zawiesiny zhydrolizowanej, 2 - hydrolizer, 4 - zbiornik, 5(a, b, c, d, e) - zawory cieczowe, 5n - zawór gazowy, 6 - układ mieszania hydraulicznego, 6a - pompa mieszająca, 6b - ssawka, 6c - dysza, 6d - strumień cieczy, 6e - zawiesina mieszana, 6f - rurociąg zawiesiny, 7 - przestrzeń gazowa, 8 - pompa podająca, 8a ssawka, 8b - rurociąg zawiesiny zhydrolizowanej, 17b - rurociąg refluksu, 17c - rurociąg odcieków, 18 - rurociąg spustu dennego, 20 - rurociąg gazu.



Rys. 2. System transportu i mieszania zawiesiny biomasy w fermentorze.

3- fermentor, 5(f, g, h, i, j, k, l) - zawory cieczowe, 5m - zawór gazowy, 9 - układ mieszania hydraulicznego, 9a - pompy mieszające, 9b - ssawki, 9c - dysze, 9d - strumienie cieczy, 9e - rurociąg podający, 9(f, g) - zawory, 10 - zbiornik, 11 - zawiesina fermentowana i mieszana, 12 - przestrzeń gazowa, 13 - układ doczyszczania, 13a - pompa, 13b - ssawka, 13c - dysza, 13d - strumień cieczy doczyszczającej, 14 - wylot biogazu, 15 - pompa refluksu, 15a - ssawki refluksu, 15b - rurociąg podający, 15c - rurociąg refluksu zawracanego, 16 - wirówka dekantacyjna, 16a - rurociąg odcieków, 16b - rurociąg odcieków zawracanych, 16c - rurociąg odcieków odprowadzanych, 17a - rurociąg refluksu do fermentora, 17b - rurociąg refluksu do hydrolizera, 17c - rurociąg odcieków do mieszalnika, 19 - rurociąg spustu dennego, 20 - rurociąg gazu.

### III. Uzupełnianie mocy wytwórczych w krajowym systemie elektroenergetycznym

Znaczącym warunkiem stabilnej i niezawodnej pracy systemu elektroenergetycznego jest posiadanie źródeł energii mających zdolności produkcyjne i regulacyjne zapewniające pokrycie zaistniałych niedoborów mocy. Małe elektrownie biogazowe (MEB), wykorzystujące biomasę do anaerobowej fermentacji metanowej i wytwarzania energii elektrycznej, złagodzić mogą przewidywane braki mocy w systemie.

Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA na potrzeby realizacji obowiązków określonych w ustawie Prawo energetyczne opracowują prognozy pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc. Są one wykonywane w postaci długoterminowych analiz pokrycia zapotrzebowania (DAPZ) i stanowią podstawę do opracowania planów rozwoju sieci przesyłowej oraz perspektywicznej oceny stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej.

#### Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035 [12]

W tabeli 1 zaprezentowano wartości prognozy zapotrzebowania na moc dla scenariusza bazowego.

Tabela 1. Prognozy zapotrzebowania na moc dla scenariusza bazowego [GW] [12].

Lata	2016	2020	2025	2030	2035
Szczyt zimowy	26,2	28,0	30,3	32,7	35,2
Szczyt letni	22,7	24,8	27,5	30,1	32,7

Na podstawie sporządzonych ankiet opracowano wyniki prognozy DAPZ dla scenariuszy regulacji prawnych wprowadzających nowe standardy emisyjne BAT: modernizacyjnego oraz wycofań.

Scenariusz modernizacyjny BAT zakłada podjęcie działań inwestycyjnych w celu dostosowania jednostek wytwórczych do zaostrzonych norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT i w konsekwencji wydłużenie okresu eksploatacji tych jednostek.

Scenariusz wycofań BAT zakłada przyspieszenie wycofań jednostek wytwórczych z eksploatacji w celu uniknięcia ponoszenia nakładów inwestycyjnych na dostosowanie ich do zaostrzonych norm emisyjnych.

Zagwarantowanie w perspektywie średnioterminowej bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej wymaga budowy nowych źródeł wytwórczych bez względu na podejście do wypełnienia konkluzji BAT dla istniejących źródeł wytwórczych. Przyjmując scenariusz modernizacyjny BAT całkowite zapotrzebowanie na nowe zdolności wytwórcze do 2035 roku wyniesie ok. 23 GW. W przypadku scenariusza wycofań BAT wzrośnie do ok. 30 GW.

Do 20% - 25% pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc mogą zapewnić Małe Elektrownie Biogazowe (MEB).



Rys. 3. Kogeneratory w MEB 1,0 MW<sub>e</sub> w Michalowie Kolonii.



Rys. 4. Instalacja oczyszczania biogazu w MEB 1,0 MW<sub>e</sub> w Michalowie Kolonii



## Stabilne źródła energii o zerowej emisji CO<sub>2</sub>

Pośród odnawialnych źródeł energii (OZE) za stabilne uważa się małe elektrownie biogazowe (MEB) oraz małe elektrownie wodne (MEW), przy czym MEW jednak przy założeniu ograniczenia ich mocy w okresie suszy.

W czasie wizyty studyjnej w bioelektrociepłowni Koczergi oraz na konferencji naukowo-technicznej w Parczewie, które odbyły się 6 czerwca 2016 r., stwierdzono, że w roku 2015 wizytowana bioelektrociepłownia o mocy elektrycznej 1,2 MW i cieplnej 1,3 MW, pracowała w trybie ciągłym z założoną mocą elektryczną 1,2 MW. Wskaźnik wykorzystania mocy znamionowej bioelektrociepłowni w roku 2015 wyniósł ponad 90%. Dla porównania wskaźnik ten to ok. 10% dla fotowoltaiki oraz ok. 20% dla siłowni wiatrowych. Natomiast dla dużych jednostek - elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej 1600 MW, wytwarzającej w czasie roku 11 tys. GWh, energii elektrycznej - wynosi 78%, a dla elektrowni węglowej z sekwestracją CO<sub>2</sub>, o mocy elektrycznej 1700 MW, wytwarzającej w czasie roku 11 tys. GWh energii elektrycznej - 73,8%. [12]. W 2024 r. elektrownie MEB nadal stabilnie pracują.

### Jednostkowy koszt inwestycyjny [13]

Dla porównania uwarunkowań ekonomicznych wprowadzamy jednostkowy koszt inwestycyjny, jako stosunek kosztów budowy elektrowni do ilości energii elektrycznej wytworzonej w czasie 20 lat eksploatacji:  $K_i = K_{ib}/W_{e20}$

Dla elektrowni jądrowej o mocy elektrycznej  $P_e = 1600$  MW wytwarzającej w czasie 20 lat  $W_{e20} = 22\ 000$  GWh<sub>e</sub> energii elektrycznej o koszcie budowy  $K_{ib} = 46\ 000$  mln zł wskaźnik ten wynosi  $K_1 = 209$  zł/ MWh<sub>e</sub>

Dla elektrowni węglowej z sekwestracją CO<sub>2</sub>, o mocy elektrycznej  $P = 1700$  MW<sub>e</sub> wytwarzającej w czasie 20 lat  $W = 22\ 000$  GWh energii elektrycznej o koszcie budowy  $K = 33\ 500$  mln zł,  $K_{ij} = 152$  zł/ MWh<sub>e</sub>

A dla MEB o mocy elektrycznej  $P_e = 1$  MW<sub>e</sub> wytwarzającej w czasie 20 lat  $W_{e20} = 160$  GWh<sub>e</sub> energii elektrycznej o koszcie budowy  $K_{ib} = 16,5$  mln zł,  $K_{ij} = 103$  zł/ MWh<sub>e</sub>.

Inne OZE - niestabilne – elektrownia fotowoltaiczna  $K_{ib} = 200$  zł/MWh<sub>e</sub> + AKE\*, elektrownia wiatrowa  $K_{ib} = 199$  zł/MWh<sub>e</sub> + AKE\*

AKE\* = 442 zł/MWh<sub>e</sub> – jednostkowy koszt akumulacji energii. Szczegółowe wyliczenia podano w p. V. Porównanie źródeł energii bez emisji CO<sub>2</sub>.

Warto tu odnotować, że na budowę MEB uzyskać można dotacje, w tym dotacje unijne. Tak więc uzasadniony jest mix energetyczny elektrowni węglowych nie tylko z energetyką jądrową, a także z bioelektrociepłowniami.

MEB ustawić można w trybie pracy elektrogazowni wytwarzających energię elektryczną i oczyszczony biometan, kierowany do istniejących magistrali gazowych. Jest to swoisty magazyn energii zakumulowanej w paliwie gazowym. Gaz ten może zasilać elektrociepłownie gazowo-parowe, wytwarzające energię elektryczną z dużą sprawnością  $\eta_e = 60\%$ , a zwłaszcza elektrownie szczytowe.

### Wnioski z konferencji w Parczewie

1. Zaprojektowane i wybudowane w oparciu o polskie rozwiązania techniczne i technologiczne - patent RP PL 197 595 B1 pt.: „Sposób i układ wytwarzania metanu i energii elektrycznej i cieplnej” oraz patent PL 227 404 B1 pt.: „Sposób i układ transportu i mieszania zawiesiny biomasy w hydrolizerze i w fermentorze”, biogazownie spełniają w pełni założone przez autorów warunki techniczne i ruchowe, a mianowicie:

- prowadzono w trybie ciągłym pracę elektrociepłowni z założoną mocą elektryczną 1,2 MW i termiczną 1,3 MW, uzyskując wskaźnik wykorzystania mocy znamionowej 90%;

- zużycie biomasy wg zastosowanej polskiej technologii jest co najmniej o 40% niższe niż w innych znanych technologiach zagranicznych;

- zestawiony szeregowy układ urządzeń oraz stosowanie zawiesiny biomasy w zakresie 8% na wejściu, 2-2,5% na wyjściu z fermentora suchej masy w zawieszynie, ułatwiające transport i mieszanie hydrauliczne zawiesiny, umożliwia stosowanie różnorodnej biomasy roślinnej, zarówno z upraw rolniczych, jak również biomasy odpadowej z rolnictwa i z przemysłu rolno-spożywczego; poszerza to możliwości pozyskiwania niezbędnej ilości biomasy bez konieczności zajmowania dodatkowych powierzchni ziemi pod uprawę roślin energetycznych.

2. Oceniając rolę udziału OZE w stabilizacji pracy systemu elektrycznego regionów i kraju, z uwagi na konieczność zapewnienia w każdym przedziale czasowym (doby, miesiąca, roku) dostaw stałej ilości energii elektrycznej, należy wziąć pod uwagę OZE, które ten warunek mogą spełnić. Odnosząc się do technologii wytwarzania energii elektrycznej w aspekcie budowy nowych źródeł energii z OZE, pamiętać należy o podstawowych uwarunkowaniach techniczno-ekonomicznych, jakie powinny być w tych przypadkach brane pod uwagę, a mianowicie:

a) posiadanie (zagwarantowanie) zasobów pierwotnego nośnika energii, zapewniających możliwości wytwarzania energii elektrycznej w ilościach przewidywanych programem,

b) zapewnienie wytwarzania energii elektrycznej przez źródło energii w sposób ciągły, w możliwie jak najdłuższym czasie (8000 - 8760 godz./rok),

c) optymalne prowadzenie procesów technologicznych, przy jednoczesnym zapewnieniu bezpieczeństwa ludzi, środowiska i czystości powietrza,

d) dobór optymalnych rozwiązań stosowanych przy budowie źródła energii, gwarantujących najniższe koszty inwestycji i eksploatacji, liczone przy uwzględnieniu 10- i 20-letniego okresu jego eksploatacji. Spośród prezentowanych powyżej OZE kryteria te spełniają zasadniczo jedynie małe elektrociepłownie biogazowe.

3. Zasadne jest przyspieszenie realizacji zadań w zakresie budowy stabilnych OZE, mających uzasadnienie ekonomiczne i wpisujących się w programy unijne. Zrealizowanie powyższego postulatu może wzbogacić krajowy system energetyczny w stabilne źródła energii elektrycznej o łącznej mocy ok. 10 GW.

4. Niezależnie od postulatu zawartego w punkcie 3, ukierunkowanie działań dotyczących budowy instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych przystosowanych do współpracy z bioelektrogazowniami i/lub elektrolizerami stworzy możliwość akumulacji nadwyżek mocy elektrycznych (po ich przekształceniu) w tańszych w budowie i trwalszych magazynach biometanu oraz wodoru. Stworzony zapas paliwa gazowego zostałby zużyty do produkcji energii elektrycznej w kogeneratorach lub w ogniach paliwowych lub też wykorzystany do produkcji paliw metanowych sprężonych CNG lub skroplonych - LNG, albo wprowadzony jako biometan do sieci komunalnych.

5. Należy dokonać bilansu biomasy odpadowej - roślinnej i odzwierzęcej - możliwej do pozyskania z przemysłu rolno-spożywczego i produkcji rolniczej oraz hodowli zwierząt, jak również biomasy roślinnej dotychczas nie zbieranej, jak trawy łąkowe, trawy z poboczy dróg, obwałowań rzek i zbiorników wodnych, a także bilansu pól nieużytkowanych, które przeznaczyć można do upraw roślin energetycznych.

6. Ważnym zagadnieniem, mającym wpływ na perspektywę czasową realizacji procesu budowy nowych bioelektrogazowni w liczbach i wielkościach wynikających z potrzeb oraz uwarunkowań techniczno-ekonomicznych, będą bariery w postaci przepisów i działań administracji. Obowiązujące przepisy i wymagania, stawiane już na etapie przygotowania dokumentów uprawniających do przystąpienia do aukcji lub uzyskania wsparcia ze środków publicznych czy też możliwości przyłączenia źródła energii do wspólnej sieci oraz rozliczeń za dostarczoną energię, są zbyt rygorystyczne i wymagają znacznej liberalizacji. Problemy te, z uwagi na złożoność, wymagają analizy i przygotowania odpowiednich opracowań wykonanych przez zespoły specjalistów z zakresu techniki, organizacji i prawa. Bariery te zostały przedstawione w p. IV. Bariery.

#### **IV. Bariery**

##### **hamujące potencjalnych Inwestorów przed podejmowaniem decyzji o budowie instalacji odnawialnego źródła energii (nie dotyczy prosumentów).**

1. W ostatnich latach Energetyka dystrybucyjna korzystając z przepisu Art.7ust.1 Prawo Energetyczne, w wielu przypadkach odmawia zgody na przyłączenie źródła energii odnawialnej (OZE) do wspólnej sieci twierdząc, że na danym obszarze jest już tyle źródeł OZE, bądź wydane są już zgody na ich przyłączenie, że sieć energetyki nie jest w stanie ich przyjąć i przekazać odbiorcom na innym terenie, a przystosowanie urządzeń wspólnej sieci (linii energetycznych, transformatorów itd.)nie ma uzasadnienia ekonomicznego. W pewnym stopniu można rozumieć takie stanowisko energetyki wobec prosumentów przyłączanych do sieci niskiego napięcia oraz źródeł energii elektrycznej niestabilnych (wiatraki, fotowoltaika) o większych mocach.

Jednakże jest nie do przyjęcia z punktu widzenia wiedzy technicznej i zarządzania siecią odmowa przyłączenia w takich przypadkach stabilnych źródeł energii jakim są Małe Elektrogazownie/ciepłownie (w skr. MEB), które stabilizują system przesyłowo - rozdzielczy energetyki sieciowej rozproszonej w sposób technicznie i ekonomicznie optymalny.

Uzupełniają one również braki mocy w systemie energetycznym, oraz pozytywnie wpływają na ochronę środowiska i klimatu, jak również dostarczają rolnictwu pozyskiwany z procesu w MEB poferment, będący doskonałym ekologicznym nawozem organicznym.

#### **Wniosek:**

a) Dokonać bilansu aktualnych ilości biomasy organicznej (roślinnej, pozwierzęcej) w poszczególnych województwach, powiatach i gminach możliwej do zastosowania w bioelektrogazowniach jako paliwa pierwotnego.

W oparciu o te dane wyznaczyć miejsca (np. ubojnie zwierząt) lub obszary możliwej lokalizacji budów instalacji bioelektrogazowni o mocach ponad 500 kW.

b) Dla zachowania stabilności pracy systemu energetycznego (dotrzymania parametrów dostarczonej energii elektrycznej) wskazanym jest ażeby Energetyka zawodowa określiła możliwości przyłączenia do wspólnej sieci ilości i moce źródeł niestabilnych na danych obszarach Polski.

2. Prawo energetyczne Art.7 ust. 8a wymaga od wnioskodawcy zapłaty zaliczki w wysokość 30 zł na każdy kilowat mocy przyłączeniowej do sieci elektroenergetycznej o napięciu ponad 1kV. Opłata taka praktycznie (jako minimalna) występuje w każdym przypadku przyłączenia mocy ponad 50kW i np.: przy instalacji OZE o mocy 1000kW wyniesie 30000zł.

Oddziałuje więc destrukcyjnie już na wstępie procesu inwestycyjnego, szczególnie w przypadkach małych bioelektrogazowni.

Wniosek: Powyższe zastąpić wprowadzeniem krótkich terminów ważności wydanych warunków i zgody na przyłączenie.

3. Prawo Energetyczne Art.7 ust8b (oraz inne w a Art.7) przewiduje, że opłata za przyłączenie instalacji do sieci elektroenergetycznej może wynieść nawet 3.000.000 zł gdy wymagana jest przebudowa sieci i stacji w dużym zakresie.

Wniosek. Wszelkie koszty w tym organizacyjne, projektowe i wykonawcze winna ponosić Energetyka, tym bardziej że na takie zadania może uzyskać środki pieniężne Unijne. (Prawo niemieckie wprowadziło obowiązek przyłączenia instalacji OZE bez udziału pieniężnego inwestora takiej instalacji). Takie rozwiązanie winno dotyczyć i innych instalacji np. gazowych. Tym bardziej jest to zasadne, gdyż ze względów ruchowych zarządzania siecią, przyłącza te winne być na majątku energetyki.

4. Wnioski o określenie warunków przyłączenia do sieci wytwórców nośników energii (wg Prawa energetycznego), jak również wnioski o określenie warunków zabudowy (Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym) zawierają wiele pozycji których wypełnienie wymaga wiedzy i danych określonych dopiero na etapie opracowania założeń techniczno - ekonomicznych lub projektów technicznych. Wymaga to już na wstępie planowanej inwestycji środków pieniężnych ok. 60 tyś. zł

Jest to więc bariera szczególnie trudna do pokonania dla inwestorów przy budowie małych instalacji o mocy do 500kW.

Wniosek: Uprościć wnioski, o których mowa wyżej lub zobowiązać jednostki Grup Energetycznych i Urzędów Gmin do wyznaczenia kompetentnych osób, wspomagających (nieodpłatnie)potencjalnych inwestorów w wykonaniu tych czynności.

5. Żądanie przez urzędy gmin opracowywania Raportów oddziaływania na środowisko (żądanie w postanowieniach UG ad warunków zabudowy) przy budowie MEB o mocy od 500kW wzwyż jest nieuzasadnione, nie przynosi żadnych dodatkowych doświadczeń i wniosków wpływających na ochronę środowiska. Powtarzane są w nich zapisy Rozporządzeń Ministrów lub potwierdzenia spełnienia wymogów tych przepisów. Z dotychczasowych doświadczeń eksploatacji MEB wynika, że wszystkie produkty wytwarzane w procesie technologicznym spełniają wymogi stosownych Polskich Norm, a poferment będący nawozem organicznym uzyskuje stosowne zezwolenia Ministerstwa Rolnictwa na jego stosowanie. Jedynym problemem wynikającym z pracy MEB mogą być krótkotrwale wydzielające się odory ze składowanej biomasy roślinnej (kiszonki) przy załadunku raz na dobę tej kiszonki do zbiorników

wstępnego mieszania. Jednakże i ta niewielka uciążliwość jest minimalizowana poprzez stosowanie odpowiednich plandek i fartuchów lub innych adekwatnych rozwiązań.

Wniosek: Odstąpić od wymogów sporządzania raportów ... dla instalacji MEB.

6. Wymaga uregulowania prawnego zagadnienie produkcji, zbytu i jakości biogazu pozyskiwanego z biomasy organicznej. Pragniemy w tym miejscu podkreślić, że wprowadzenie "wygórowanych" wymogów zawartości metanu w biogazie ponad 90%, powoduje przy obecnie znanej technologii membranowej, około dwukrotny wzrost zużycie energii elektrycznej, co może spowodować wzrost kosztów technicznego wytworzenia tego paliwa do wartości nie akceptowalnej.

## V. Porównanie źródeł energii bez emisji CO<sub>2</sub>

W szeregu pracach naukowych dokonano porównań różnych źródeł energii, np. pod kątem możliwości zastąpienia jednego źródła energii przez drugie, albo możliwość współdziałania w miksie energetycznym.

Prof. Jan Popczyk w tabeli 2 dokonuje porównania technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh<sub>e</sub> (jaką może np. wytworzyć rocznie pojedynczy blok jądrowy o mocy 1,6 GW<sub>e</sub>).

W tabeli 3 porównaliśmy jednostkowy koszt inwestycyjny, wykazując, że najtańsza w budowie jest Mała Elektrownia Biogazowa MEB.

W tabeli 4 porównano jednostkowy koszt eksploatacji elektrowni bezemisyjnych.

Tabela 2. Porównanie technologii, równoważnych w aspekcie rocznej produkcji energii elektrycznej wynoszącej 11 TWh – dane z 2019 r.

Lp.	Technologia	Moc GW	Nakłady inwestycyjne		Czas do efektu z pojedynczego projektu
			€		
			łącznie	jednostkowe	
<b>Technologie WEK – przedsiębiorstwa korporacyjne</b>					
1.	Pojedynczy blok jądrowy, po Fukushima	1,6	11 mld	11 mld	15 lat
2.	2 bloki węglowe, z instalacjami CCS	1,7	> 8 mld	> 4 mld	Technologia dostępna nie wcześniej niż za 20 lat
3.	2 bloki węglowe nadkrytyczne	2	3,6 mld	1,8 mld	Realizacja możliwa przed 2020; po 2020 pełna opłata za CO <sub>2</sub>
<b>Farmy wiatrowe – niezależni wytwórcy (ewentualnie przedsiębiorstwa korporacyjne)</b>					
4.	40 farm wiatrowych po 50 turbin o mocy 2,5 MW każda	5	10 mld	250 mln	2 lata
<b>Technologie gazowe 1 Energetyka przemysłowa, w tym przemysł/biznes ICT (fabryki ICT, data centers)</b>					
5.	160 bloków combi, na gaz ziemny, 10 MW każdy	1,6	1 mld	6,5 mln	1 rok
<b>Technologie gazowe 2 Samorządy, małe i średnie przedsiębiorstwa, spółdzielnie/wspólnoty mieszkaniowe, deweloperzy</b>					
6.	16 tys. źródeł trójgeneracyjnych, na gaz ziemny, 100 kW <sub>e</sub> każde	1,6	4 mld	250 tys.	1 rok
<b>Technologie OZE/URE – energetyka prosumencka</b>					
7.	160 tys. mikrobiogazowni, 10 kW <sub>e</sub> każda	1,6	5,6 mld	35 tys.	6 miesięcy
8.	1 mln układów hybrydowych MOA 5 kW(M)+5 kW(O) każdy	5 + 5	10 mld	10 tys.	6 miesięcy
9.	2,5 mln instalacji fotowoltaicznych, 4,5 kW każda	11 GW	12 mld	5 tys.	3 miesiące

Tabela 3. Jednostkowy koszt inwestycyjny wytwarzania energii elektrycznej 1 MWe w czasie 20 lat bez emisji CO<sub>2</sub> – dane z 2023 r.

Typ elektrowni	Moc elektryczna P <sub>e</sub> (MWe)	Roczny czas pracy t <sub>a</sub> (h)	Energia wytwarzana w czasie 1 roku W <sub>e1</sub> (GWh <sub>e</sub> )	Energia wytwarzana w czasie 20 lat W <sub>e20</sub> (GWh <sub>e</sub> )	Koszt budowy elektrowni K <sub>ib</sub> (mln zł)	Jednostkowy koszt inwestycyjny K <sub>ji</sub> (zł/MWh <sub>e</sub> )
1	2	3	4	5	6	7
Elektrownia jądrowa SMR	300	8 000	2 400	48 000	6 705	140
Elektrownia jądrowa	1 600	6 875	11 000	220 000	46 000	209
Elektrownia węglowa z sekwestracją CO <sub>2</sub>	1 700	6 470	11 000	220 000	38 240	174
Elektrownia fotowoltaiczna	1	1 000	1	20	4	200+AKE*
Elektrownia wiatrowa	1	1 730	1,73	34,6	6,9	199+AKE*
Mała Elektrownia Biogazowa MEB 1 MWe	1	8 000	8	160	16,5	103
Mała elektrownia fotowoltaiczna prosumencka	0,01	1000	0,01	0,2	0,0492	246

\*) jednostkowy koszt akumulacji energii AKE=442 zł/MWh<sub>e</sub>

Tabela 4. Jednostkowy koszt eksploatacji elektrowni bezemisyjnej - dane z lat 2023 r. ÷ 2024 r.

Typ elektrowni	Moc elektryczna P <sub>e</sub> (MWe)	Energia wytwarzana w czasie 1 roku W <sub>e1</sub> (GWh <sub>e</sub> )	Jednostkowy koszt inwestycyjny K <sub>ji</sub> (zł/MWh <sub>e</sub> )	Jednostkowy koszt paliwa (zł/MWh <sub>e</sub> )	Jednostkowy koszt eksploatacji (zł/MWh <sub>e</sub> )	RAZEM koszt jednostkowy (zł/MWh <sub>e</sub> )
1	2	3	4	5	6	7
Elektrownia jądrowa SMR	300	2400	140	37	148	325
Elektrownia jądrowa	1 600	11 000	209	37	148	394
Elektrownia węglowa z sekwestracją CO <sub>2</sub>	1 700	11 000	174	345	142	661
Elektrownia fotowoltaiczna	1	1	200	Koszt AKE*	70	270 + AKE*
Elektrownia wiatrowa	1	1,73	199	Koszt AKE*	225	424 + AKE*
Mała Elektrownia Biogazowa MEB 1 MWe	1	8	103	134	71	308

\*) jednostkowy koszt akumulacji energii (AKE)

Szczegółowe wyliczenia podane w tabelach 3 i 4 oparto o koszty eksploatacji elektrowni o zerowej emisji CO<sub>2</sub> – wyliczenia własne.

## VI. Poferment jako nawóz organiczny ocena

### A. Ocena zawartości podstawowych pierwiastków i substratów w cieczy fermentora oraz w cieczy pofermentacyjnej

W tabeli 5 przedstawiono wyniki analizy spektrofotometrycznej dla cieczy z fermentora, a w tabeli 6 dla cieczy pofermentacyjnej

Tabela 5. Wyniki analizy spektrofotometrycznej cieczy z fermentora.

Substancja mierzona	Jednostka	28-06 2011	29-06 2011	30-06 2011	01-07 2011	05-07 2011	06-07 2011	07-07 2011	08-07 2011	12-07 2011	13-07 2011	14-07 2011	15-07 2011
$NH_3$	mg/l	6,33	7,5	7,38	8,04	5,97	8,25	9,81	7,68	7,32	5,31	5,49	6,27
$NH_4^+$	mg/l	7,2	8,55	8,46	9,15	7,26	9,3	11,04	8,88	9,48	6,93	7,11	7,98
ChZT	gO <sub>2</sub> /l	13	10,75	12,25	12,25	17,3	10,56	12,7	12,45	8,95	11,6	9,8	12,15
Cd	mg/l	4,95	5,4	6,72	7,41	5,4	8,49	1,62	4,2	2,67	2,4	4,47	4,92
Fe	mg/l	8,55	8,16	9,27	10,2	8,01	11,55	5,13	8,43	6,93	5,76	7,44	9,63
K	mg/l	2869	3397,5	3322	3699,5	3095,5	3548,5	3171	2567	2038,5	1887,5	3095,5	2718
CH <sub>3</sub> COOH	mg/l	6033	8805	8499	9609	7761	9726	6624	2463	2868	3591	3612	3870
Cu	mg/l	23,61	26,58	26,52	28,86	15,63	29,1	32,94	3,99	2,73	3,27	4,44	5,37
Mn	mg/l	47,7	60	58,2	60	37,8	60	60	12,3	9	11,1	13,5	14,1
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	mg/l	168	189	171	204	147	201	237	60	60	72	84	81
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	mg/l	7,02	8,97	9	8,97	6,57	8,91	9	2,07	1,38	1,8	2,1	2,34
S	mg/l	14,13	17,88	16,95	17,97	11,1	17,94	18	3,45	2,25	2,52	3,99	3,9
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	mg/l	106,15	96,25	95,7	107,25	99	88,55	127,05	103,4	68,2	74,8	81,4	71,5
P	mg/l	34,815	32,065	31,24	34,815	33,165	29,81	41,36	33,825	22,77	24,475	27,225	125,565
N	mg/l	856,8	714	838,95	910,35	798,15	803,25	-	984,3	841,5	1088,85	1065,9	1037,85

Tabela 6. Wyniki analizy spektrofotometrycznej cieczy pofermentacyjnej.

Substancja mierzona	Jednostka	30-06 2011	01-07 2011	05-07 2011	06-07 2011	07-07 2011	08-07 2011	12-07 2011	13-07 2011	14-07 2011	15-07 2011
$NH_3$	mg/l	0,33	0,59	0,32	0,67	0,60	0,41	0,38	0,30	0,27	0,34
$NH_4^+$	mg/l	0,41	0,77	0,39	0,85	0,75	0,51	0,44	0,34	0,31	0,41
ChZT	gO <sub>2</sub> /l	5,30	-	5,00	5,00	-	5,00	5,00	5,00	5,00	5,00
Cd	mg/l	0,05	0,07	0,31	0,05	0,08	0,16	0,11	0,41	0,13	0,16
Fe	mg/l	2,64	2,71	2,99	2,51	2,80	2,95	2,12	3,00	2,76	2,31
K	mg/l	2295,00	2091,00	1428,00	1751,00	1530,00	1649,00	1955,00	2516,00	2448,00	2550,00
CH <sub>3</sub> COOH	mg/l	539,00	616,67	575,33	747,33	777,00	855,00	898,00	1007,00	1046,33	1114,33
Cu	mg/l	1,70	1,81	2,17	1,54	1,76	1,96	1,78	2,38	1,91	1,65
Mn	mg/l	4,00	4,10	5,37	3,80	4,25	4,60	4,37	6,40	4,77	4,10
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	mg/l	31,00	32,33	5,20	27,00	32,00	36,33	44,33	73,33	75,00	70,33
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	mg/l	0,57	0,30	0,57	0,11	0,29	0,38	0,31	0,40	0,63	0,34
S	mg/l	0,84	0,84	1,10	0,81	0,91	0,98	0,95	1,18	0,90	0,84
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	mg/l	58,63	61,33	60,13	38,27	43,05	46,47	77,90	34,17	34,17	25,97
P	mg/l	22,14	14,53	15,85	11,21	11,69	12,71	18,18	15,44	11,07	9,29
N	mg/l	484,50	372,30	184,50	338,30	369,75	401,20	457,30	557,60	359,43	477,70

Ocenę dokonano na podstawie analizy fotometrycznej cieczy z fermentora i cieczy pofermentacyjnej dokonanej przez Instytut Chemii i Techniki Jądrowej w Warszawie.

Tabela 7. Zawartość pierwiastków i substratów w cieczy fermentora i w cieczy pofermentacyjnej.

Substancja mierzona	Nazwa	Jednostka	Zawartość średnia substratów			Procentowe obniżenie zawartości substratów
			w cieczy fermentora	w cieczy pofermentu	Różnica zawartości	
$NH_3$	amoniak	mg/l	7,11	0,42	6,69	94%
$NH_4^+$	amon	mg/l	8,45	0,52	7,93	93,8%
ChZT	zapotrzebowanie na tlen	gO <sub>2</sub> /l	11,98	5,04	6,94	57,9%
Cd	kadm	mg/l	4,89	0,15	4,74	96,9%
Fe	żelazo	mg/l	8,26	2,68	5,58	67,6%
K	potas	mg/l	2950,8	2021,3	929,5	31,5%
CH <sub>3</sub> COOH	kwasy octowe	mg/l	6121,8	817,6	5304,2	86,6%
Cu	miedź	mg/l	16,92	1,87	15,05	88,9%
Mn	mangan	mg/l	36,98	4,58	32,4	87,6%
NO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	azotan	mg/l	139,5	42,67	96,83	69,4%
NO <sub>2</sub> <sup>-</sup>	azotyn	mg/l	5,68	0,39	5,29	93,1%
S	siarka	mg/l	10,84	0,94	9,9	91,3%
PO <sub>4</sub> <sup>3-</sup>	ortofosforan	mg/l	93,27	48,0	45,27	48,5%
P	fosfor	mg/l	39,26	14,21	25,05	63,8%
N	azot	mg/l	903,63	400,26	503,37	55,7%

Nastąpiło wysokie przetworzenie  $CH_3COOH$  (ok.90%) do biogazu, bardzo wysokie usunięcie (ponad 90%) amoniaku, amonu, metali ciężkich – kadmu, miedzi, manganu, a także azotynu i siarki. Pozostało w nawozie dużo potasu, azotu, azotanów, ortofosforanów i fosforu – substratów charakterystycznych dla nawozów organicznych czy nawozów sztucznych.

## B. Przepływ substratów w fermentorze

### a) MEB 1,0 MW<sub>e</sub> o mocy elektrycznej $P_e = 1 MW_e$

Roczny czas pracy  $t_a = 8000 h$

Roczna produkcja energii elektrycznej  $W_{ea} = 8000 MWh_e$

### b) Przepływ jednogodzinny i roczny biometanu

Zużycie jednogodzinne biometanu  $t_1 = 1 h, W_{e1} = 1 MWh_e$

$$V_{b1} = \frac{W_{e1}}{\eta_e H_u t_1} = \frac{1000 kWh_e}{0,4 \cdot 9,94 kWh/m^3 CH_4 \cdot 1h} = 251,5 m^3 CH_4/h$$

Zużycie roczne biometanu  $V_{ba} = V_{b1} t_a = 2\,012\,000 m^3 CH_4/a$

Gęstość metanu  $d_m^{25} = 0,657 kg CH_4/m^3$

Przepływ jednogodzinny masowy biometanu

$$M_{b1} = V_{b1} \cdot d_m = 165,24 kg/h$$

Przepływ roczny  $M_{ba} = M_{b1} \cdot t_a = 1\,322 ton CH_4/a$

Zawartość biometanu w biogazie - 60%

Zawartość  $CO_2$  w biogazie - 40%

### c) Przepływ jednogodzinny i roczny dwutlenku węgla

Przepływ jednogodzinny  $CO_2$ :

$$V_{dw1} = \frac{40}{60} V_{b1} = \frac{2}{3} 251,5 m^3/h = 167,7 m^3 CO_2/h$$

Gęstość dwutlenku węgla  $d_{dm}^{25} = 1,811 kg CO_2/m^3$

Przepływ masowy  $CO_2$ :  $M_{dw1} = V_{dw1} \cdot d_{dm}^{25} = 303,7 kg CO_2/h$

Przepływ roczny  $CO_2$ :  $M_{dwa} = V_{dwa} \cdot t_a = 2\,429,6 ton CO_2/a$

### d) Łączny przepływ biogazu

Przepływ jednogodzinny:  $M_{bg1} = M_{b1} + M_{dw1} = 469 kg bg./h$

Przepływ roczny:  $M_{bga} = M_{ba} + M_{dwa} = 3\,752 ton bg./a$

## C. Przepływ zawiesiny przez fermentor

Dopływ biomasy do fermentora – 8% s.m. w zawiesinie,

Wypływ pofermentu - 3% s.m. w pofermencie.

(8% - 3%) = 5% - procentowa zawartość masy biogazu w zawiesinie  $M_{bg1} = 469 kg bg./h$

Przepływ jednogodzinny s.m. biomasy w zawiesinie

Dla biomasy uśrednionej  $M_{bmsm1} = \frac{M_{bg1}}{5\%} \cdot 8\% = 750 kg s.m./h$

Przepływ zawiesiny (8%)  $M_{Z1} = \frac{M_{bmsm1}}{0,08} = 9,4 ton zawiesiny/h$   $V_{Z1} = 9,4 m^3/h$

Przepływ roczny biomasy uśrednionej  $M_{bmsma} = M_{bmsm1} \cdot t_a = 6\,000 ton s.m./a$

## D. Porównanie biomasy uśrednionej z kiszonką kukurydzy

Produkcja metanu z kiszonki  $410 \text{ m}^3 \text{CH}_4 / \text{t s.m.o.}$

$$V_{bk1} = \frac{410 \text{ m}^3 \text{CH}_4 / \text{t s.m.o.}}{0,94 \text{ t s.m.o.} / \text{t s.m.}} = 436 \text{ m}^3 \text{CH}_4 / \text{t s.m.} \quad - \text{ produkcja metanu z tony s.m. kiszonki}$$

Zużycie roczne s.m. kiszonki  $M_{ks.m.a} = V_{ba} / V_{bk1} = 4\,600 \text{ ton s.m./a}$

$$V_{ba} = 2\,012\,000 \text{ m}^3 \text{CH}_4 / \text{a}$$

Zużycie roczne s.m. biomasy uśrednionej  $M_{bmsma} = 6\,000 \text{ ton s.m./a}$

i s.m. kiszonki  $M_{ks.m.a} = 4\,600 \text{ ton s.m./a}$

Kiszonka kukurydzy jest wydajnym substratem do wytwarzania biometanu.

## E) Przepływy pofermentu

Przepływ jednogodzinny pofermentu (3%)  $V_{pf2} = 9,4 \text{ m}^3 / \text{h}$   $M_{pf2} = 9,4 \text{ ton/h}$

Przepływ suchej masy pofermentu  $M_{pfs.m.2} = 0,03 M_{pf2}$

$$M_{pfs.m.2} = 282 \text{ kg s.m./h}$$

Roczna produkcja suchej masy pofermentu

$$M_{pfs.m.a} = M_{pfs.m.2} \cdot t_a = 2\,256 \text{ ton s.m./a}$$

Roczna produkcja pofermentu odwirowanego o zawartości około 70% wody – jako nawozu organicznego. Wirówka dekantacyjna wydziela ok. 30% s.m. z cieczy pofermentu.

$$M_{n.o.a} = \frac{M_{pfs.m.a} \cdot 0,3}{0,3} = 2\,256 \text{ ton/a}$$

Nawóz organiczny można stosować w dwójakiej postaci – jako nawóz ciekły rozlewany lub rozpylany na polu, albo jako nawóz odwirowany przez wirówkę dekantacyjną i rozrzucony na polu za pomocą znanych urządzeń.

W systemie elektroenergetycznym MEB o mocy łącznej  $P_e = 5 \text{ GW}_e$  roczna produkcja nawozu odwirowanego organicznego do ekologicznej produkcji żywności wyniesie 11,3 mln ton rocznie.

Korzystnym jest wydzielenie 100% s.m. z ciekłej zawiesiny do zawartości 70% wody, wówczas

$$M_{n.o.a} = \frac{2256 \text{ ton}}{0,3} = 7\,520 \text{ ton/a}$$

## F. Zawartość potasu K, fosforu P i azotu N w pofermencie będącym nawozem organicznym

Oceny dokonano na podstawie tabeli 7. Przepływ zawiesiny w fermentorze  $V_{z1} = 9,4 \text{ m}^3 / \text{h}$

a) Przepływ jednogodzinny potasu K organicznego w pofermencie

$$M_{K2} = 9,4 \text{ m}^3 / \text{h} \cdot 2,02 \text{ kg K/m}^3 = 19 \text{ kg K/h}$$

Zawartość potasu w suchej masie pofermentu wynosi 10%.

Roczna produkcja potasu w pofermencie

$$M_{Ka} = M_{K2} \cdot t_a = 152 \text{ ton K/a}$$

W systemie krajowym MEB  $5 \text{ GW}_e$   $M_{kKa} = 760 \text{ tys. ton K/a}$

b) Przepływ jednogodzinny fosforu organicznego w pofermencie

$$M_{P2} = 9,4 \text{ m}^3 / \text{h} \cdot 14,2 \text{ g/m}^3 = 133,5 \text{ g P/h}$$



Roczna produkcja fosforu w pofermencie

$$M_{Pa} = M_{P1} \cdot t_a = 1,068 \text{ ton } P/a$$

W systemie krajowym MEB 5 GW<sub>e</sub>     $M_{kPa} = 5\,340 \text{ ton } P/a$

c) Przepływ jednogodzinny azotu organicznego w pofermencie

$$M_{N2} = 9,4 \text{ m}^3/h \cdot 0,4 \text{ kg } N/\text{m}^3 = 3,76 \text{ kg } N/h$$

Roczna produkcja azotu w pofermencie

$$M_{Na} = M_{N2} \cdot t_a = 30 \text{ ton } N/a$$

W systemie krajowym MEB 5 GW<sub>e</sub>     $M_{kNa} = 150 \text{ tys. ton } N/a$

## **G. Badania nawożenia upraw z zastosowaniem pofermentu przez SGGW w Warszawie [14].**

Prowadzone od lat, przez Zakład Chemii Rolniczej SGGW w Warszawie, badania dotyczące możliwości nawozowego wykorzystania pofermentu oraz produktów otrzymanych na jego bazie, tj. frakcji stałej, ciekłej, kompostów oraz granulatów dowodzą, że ww. produkty są bardzo dobrymi nawozami, dzięki którym uzyskujemy większe plony roślin (na wybranych obiektach nawet o 85% w stosunku do kontroli - bez nawożenia) o odpowiednich wartościach jakościowych, a jednocześnie obserwowany jest pozytywny wpływ na właściwości fizykochemiczne nawożonych nimi gleb.

### **VII.A. Wnioski dotyczące MEB**

1. Wybudowane wg polskiego rozwiązania POLBIOMET instalacje spełniają wymogi stałych źródeł energii pracujących - z krótkimi przerwami na zabiegi eksploatacyjne - przez 8-8,3 tys. godzin w roku.

2. Opisany układ zastosowanych urządzeń i sposób ich wykorzystania umożliwia optymalne prowadzenie procesów anaerobowej fermentacji metanowej biomasy organicznej, zarówno pochodzenia roślinnego (z upraw rolniczych) o dużym stężeniu suchej masy, jak również biomasy odpadowej z przemysłu spożywczego o dużym uwodnieniu i małej zawartości suchej masy, np. wywary gorzelniane, serwatki, wysłodki buraczane, ścieki czy osady komunalne itp. Poszerza to w sposób znaczący (do 70%) możliwości pozyskiwania niezbędnej ilości biomasy organicznej, bez konieczności zajmowania dodatkowych powierzchni ziemi pod uprawy roślin energetycznych.

3. Zużycie biomasy organicznej do wyprodukowania 1 kWh energii elektrycznej w zależności od rodzaju stosowanej biomasy wynosi od 0,4 do 0,6 kg s.m., gdy w analogicznym przypadku w innych. znanych instalacjach zużycie biomasy wynosi od 0,8 do 1,2 kg s.m./1 kWh.

4. W prezentowanym rozwiązaniu niezbędna wielkość zbiorników fermentorów wynosi ok. 6 tys. m<sup>3</sup> na 1MW<sub>e</sub>, gdy w dotychczas znanych instalacjach zachodnich wymagana łączna objętość zbiorników w analogicznym przypadku wynosi ok. 12 tys. m<sup>3</sup>.

5. Pozyskiwany biogaz z omówionej instalacji bez dodatkowego uzdatnienia zawiera od 60 do 75% metanu i 40 do 25% CO<sub>2</sub>, natomiast analogicznie z instalacji zachodnich od 48 do 54% metanu i 52 do 46 CO<sub>2</sub>. Ilość emitowanego CO<sub>2</sub>, do atmosfery ma istotny wpływ na jakość powietrza i efekt cieplarniany.

6. Produktami omawianej bioelektrociepłowni/gazowni w obecnym układzie są:

- energia elektryczna,
- energia cieplna,
- nawóz organiczny.

Docelowo przewidziana jest produkcja paliw silnikowych - sprężony biometan (CNG) i ewentualnie skroplony biometan (LNG).

7. W tabeli 4, kolumna 7, wykazano jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej (zł/MWh) w elektrowniach stosujących różne paliwa pierwotne, przy rozłożeniu nakładów inwestycyjnych na 20 lat i uwzględnianiu sekwestracji CO<sub>2</sub>, w elektrowniach węglowych. Z przedstawionych wielkości wynika, że wytwarzanie energii w Małej Elektrowni Biogazowej charakteryzuje się najniższym kosztem. Inne OZE (wiatrowe - pracują mocą znamionową ok. 2200 godz./rok, fotowoltaiczne pracują mocą znamionową ok. 1 tys. godz./rok), w tym prosumenckie, jako źródła niestabilne, dla ciągłego zasilania odbioru wymagają stosowania drogich systemów akumulacji energii (AKE), co praktycznie podwaja ich koszt budowy i eksploatacji. A więc z ekonomicznego punktu widzenia alokacja nakładów inwestycyjnych na budowę takich źródeł energii jest niezasadna. Również z punktu widzenia stabilności pracy systemu elektroenergetycznego, mającego zapewnić ciągłe pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną, zbilansowanie niezbędnych ilości mocy wytwórczych przy zastosowaniu tak małych i niestabilnych źródeł energii, jest praktycznie mało prawdopodobne.

## VII.B. Wnioski dotyczące pofermentu

1. Ilość wyprodukowanego pofermentu zależna jest od rodzaju stosowanej biomasy. Jest to biomasa odpadowa z upraw rolniczych i z przemysłu rolno – spożywczego, a także biomasa z celowych upraw.

2. Struktura użytków rolnych w Polsce.

Użytki rolne zajmują 18 418 tys. ha, co stanowi 58% powierzchni kraju – z czego grunty orne zajmują 14 048 tys. ha (76,3% użytków rolnych), łąki 2 350 tys. ha (12,8%), pastwiska 1 693 ha (9,2%), sady 296 tys. ha (1,6%). Oficjalnie w Polsce jest 150 tys. ha odłogów i ugorów (Nieoficjalnie szacowano na 3 mln ha).

3. W MEB 1,0 MW<sub>e</sub> w Michalowie – Kolonii wydzielany jest poferment odwirowany w ilości

$$M_{pfo} = 2,6 \text{ ton/d} = 950 \text{ ton/rok}$$

Poferment odwirowany zawiera 30% s.m., czyli  $M_{pfo \text{ s.m.}} = 0,3 M_{pfo} = 780 \text{ kg s.m./d}$

Wielkości te sugerują przepływ substratów wg Wersji I (8% s.m. – 2% s.m.).

8% s.m. zawiera zawiesina wprowadzana do fermentora, a 2% s.m. poferment wypływający z fermentora.

Przepływ suchej masy pofermentu  $M_{pfs.m.1} = 156 \text{ kg s.m./h} = 3744 \text{ s.m./d}$

Separator cieczy o mocy 7 kW wydziela z cieczy pofermentu ok. 780 kg s.m./3744 kg s.m.=21% s.m. pofermentu.

Poferment o zawartości 70% wody  $M_{pfo} = 2,6 \text{ ton/d}$

Wirówka dekantacyjna o mocy 21 kW wydziela z ciekłego pofermentu około 30% s.m. pofermentu, tj.  $M_{pfo} = 3,7 \text{ ton/d}$ .

4. Obecne zużycie nawozów to: 132 kg nawozów mineralnych i 40 kg obornika na hektar. Zużycie nawozów azotowych nieco zmalało.

5. Zużycie nawozów mineralnych w Polsce (2022) zastosowanych na grunty orne (14 048 tys. ha):

azotowych	70,4 kg/ha	–	989 tys. ton N/rok
fosforowych	24,4 kg/ha	–	342,77 tys. ton P/rok
potasowych	38,1 kg/ha	–	535,23 tys. ton K/rok

---

Razem N,P,K 132,2 kg/ha - 1 867 tys. ton NPK

6. Przepływy podstawowych pierwiastków N,P,K w pofermencie w MEB o mocy  $P_e = 1,0 \text{ MW}_e$ . Zawartość pierwiastków i innych substratów w cieczy pofermentacyjnej podaje tabela 7.

Przepływ cieczy pofermentacyjnej  $V_{pf1} = 7,8 \text{ m}^3/\text{h}$

a) Przepływ azotu N organicznego  $M_{N1} = V_{pf1} \cdot 400 \text{ g N/m}^3 = 3,12 \text{ kg N/h}$

Przepływ roczny azotu  $M_{Na} = M_{N1} \cdot t_a = 25 \text{ ton N/a}$

b) Przepływ fosforu P  $M_{P1} = V_{pf1} \cdot 14,21 \text{ g P/m}^3 = 111 \text{ g P/h}$

Przepływ roczny fosforu  $M_{Pa} = M_{P1} \cdot t_a = 888 \text{ kg P/a}$

c) Przepływ potasu K  $M_{K1} = V_{pf1} \cdot 2,02 \text{ kg K/m}^3 = 17,75 \text{ kg K/h}$

Przepływ roczny potasu  $M_{Ka} = M_{K1} \cdot t_a = 126 \text{ kg K/a}$

Największą zawartość w cieczy pofermentacyjnej wykazuje potas K. Pozostałe pierwiastki czy minerały, w nawozie celowanym należy odpowiednio (np. proporcjonalnie jak w p.5) uzupełnić.

7. Liczba MEB  $1 \text{ MW}_e$  zaspokajających potrzeby stosowania potasu.

Liczba MEB  $1 \text{ MW}_e$  zaspokajających potrzeby stosowania potasu w czasie roku przez wyprodukowany poferment, wg Wersji I:

$$L_{MEB} = M_{nK}/M_{Ka} = 535\,230 \text{ ton K/a} / 126 \text{ ton K/a} = 4\,248 \text{ szt.}$$

Moc sumaryczna MEB:  $4,25 \text{ GW}_e$

8. Ocena produkcji nawozów organicznych przez MEB, a następnie produkcji nawozów celowanych, wskazująca na potrzebą ilość do tego celu MEB, uzasadnia również pokazaną powyżej moc MEB  $P_{ek} = 5 \text{ GW}_e$  w systemie krajowym.

9. Istnieje potrzeba uzupełniania pierwiastków N i P w nawozie celowanym, a także możliwość uzupełniania minerałów poprzez dodatek popiołu ze spalonej biomasy w przedpaleniskach elektrowni węglowych, zagęszczania nawozu i możliwość jego granulacji.

10. Zagęszczanie odwirowanego pofermentu, jako nawozu organicznego, poprzez popiół drzewny z elektrowni Połaniec było badane przez IChTJ w Warszawie.

11. Sprzedaż produktów MEB.

a) Sprzedaż energii elektrycznej.

Produkcja energii elektrycznej przez MEB  $1 \text{ MW}_e$

$$W_e = 1 \text{ MW}_e \cdot 8000 \text{ h/a} = 8000 \text{ MW h}_e/\text{a}, \text{ w tym:}$$

- na potrzeby własne:  $W_{ew} = 0,07W_e = 560 \text{ MW h}_e/\text{a}$

- na sprzedaż do sieci:  $W_{es} = 0,93W_e = 7\,440 \text{ MW h}_e/\text{a}$

cena  $c_{es} = 728 \text{ zł/MW h}_e$

Przychód ze sprzedaży energii elektrycznej  $P_{se} = W_{es}c_{es} = 5\,416 \text{ tys. zł/a}$

b) Sprzedaż nawozu celowanego

Produkcja nawozu celowanego w Wersji I:  $M_{nc} = 5000 \text{ ton/a}$

Sprzedaż nawozu celowanego w cenie  $c_{nc} = 1200 \text{ zł/tonę}$

$$P_{nc} = M_{nc}c_{nc} = 5000 \text{ ton/a} \cdot 1200 \text{ zł/t} = 6000 \text{ tys. zł/a}$$

### c) Sprzedaż ciepła

Produkcja ciepła  $W_{ta} = 1,2 MW_t \cdot 8000 h/a = 9600 MWh/a = 34\,560 GJ/a$

- na potrzeby własne (30%):  $W_{tw} = 0,3W_{ta} = 10\,368 GJ/a$

- na sprzedaż (70%):  $W_{ts} = 0,7W_{ta} = 24\,192 GJ/a$

Cena  $c_{ts} = 150,95 \text{ zł}/GJ$

Przychód ze sprzedaży ciepła:  $P_{ts} = W_{ts}c_{ts} = 3\,651,8 \text{ tys. zł}/a$

Sprzedaż nawozu celowanego może przynieść większy przychód niż sprzedaż energii elektrycznej, obwarowana różnymi zakazami.

### 12. Nawóz płynny celowany

Korzystnym może okazać się stosowanie nawozów płynnych celowanych o zawartości 2% - 3% s.m. w pofermencie płynnym, uzupełnionej odpowiednio o pierwiastki N i P i/lub inne substraty. Nawóz taki jest szybciej i bardziej skutecznie przyswajany przez nawożone rośliny. Może być stosowany jako nawóz dolistny. Może być używany do upraw hydroponicznych w szklarniach lub do zasilania upraw roślin wodnych.

### 13. Nawożenie upraw roślinnych z zastosowaniem pofermentu.

Prowadzone od lat, przez Zakład Chemii Rolniczej SGGW w Warszawie, badania dotyczące możliwości nawozowego wykorzystania pofermentu oraz produktów z pofermentu wskazują na uzyskanie większych plonów nawet o 85%.

### 14. Utylizacja odpadów organicznych

Fermentację metanową odpadów organicznych rolniczych i z przemysłu rolno-spożywczego należy traktować jako utylizację odpadów, co może się wiązać z dodatkowym przychodem.

### 15. Produkcja paliw gazowych

Zamiast produkcji energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, można wytwarzać energię elektryczną i ciepło na potrzeby własne, a większość biogazu oczyścić do biometanu i sprzedawać go jako CNG lub LNG, albo wprowadzać do sieci gazowej gazu ziemnego.

Z tym procesem powiązana jest również produkcja nawozu celowanego.

16. Energię elektryczną i ciepło można produkować w innym miejscu, niż lokalizacje elektrobiometanowni, nawet w centrach miast i wsi i na terenie zakładów produkcyjnych. Ułatwi to pełne wykorzystanie energii cieplej.

**Zamojski Oddział  
Stowarzyszenia Elektryków Polskich  
Naukowo Techniczny Zespół do  
Spraw Odnawialnych źródeł Energii**

1. Usidus Janusz
2. Chmielewski Marek
3. Kryłowicz Adam
4. Dmytryk Władysław

## VIII. Literatura

1. BASTONE D., KARAKSHEV D., „Influence of environmental conditions on methanogenic compositions in anaerobic biogas reactor", *Appl. Envir. Microbiology* 71, 2005, 331-338.
2. LEVEN I., ERRIKSON A.R.B., Effect of process temperature on bacterial and archaeal communities in two methanogenic bioreactors treating organic household waste", *FEMS Microbiol. Ecol.* 59, 2007, 683-693.
3. POPCZYK J., „Przestrzeń Polska a bezpieczeństwo energetyczne", 2008.
4. SZEWCZYK W., „Analiza aspektów procesowych otrzymania biogazu z surowców roślinnych", Politechnika Warszawska, 2010.
5. WEILAND P., „Biogas production: current state and perspectives", *Appl. Microbiol. Biotechnol.* 85, 2010, 849-860.
6. WEILAND P., „Biomass digestion in agriculture: a successful pathway for the energy production and waste treatment in Germany", *Eng. Life Sci.* 6, 2006, 302-309.
7. WEILAND P., „Biogas produkcja wykorzystanie", Instytut für Energetik und Umwelt, 2005.
8. Patent PL 197 595 B1, pt.: „Sposób i układ wytwarzania metanu i energii elektrycznej i ciepłej”.
9. Patent PL 227 404 B1 pt.: „Sposób i układ transportu i mieszania zawiesiny biomasy w hydrolizerze i w fermentorze”.
10. POPCZYK J., „Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej", Politechnika Śląska, 2013, str. 16.
11. POPCZYK J., „Innowacja energetyka, rolnictwo energetyczne", Program IERE, 13 czerwca 2008, 36-38.
12. Polskie Sieci Elektroenergetyczne: „Prognoza pokrycia zapotrzebowanie szczytowego ma moc w latach 2016-2035", Konstancin-Jeziorna
13. „Energia Elektryczna" nr 11/2015, artykuł pt.: Zintegrowane wysokoefektywne sposoby wykorzystania biomasy do celów energetycznych" wyliczenia własne w oparciu o dane źródłowe, Popczyk J., „Generacja rozproszona w nowoczesnej polityce energetycznej", str. 18 do 20, Praca zbiorowa, Wydawca NFOS:GW, Warszawa 2012.
14. KOWALCZYK-JUSKO A., i inni, „POFERMENT nawozem dla rolnictwa", 2015 Copyright - Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi.