

Ekoenergetyka
– zagadnienia technologii,
ochrony środowiska i ekonomiki

Komitet naukowy GWSA:

prof. zw. dr hab. Janusz Żurek
prof. nadzw. dr hab. inż. Adam Cenian
prof. nadzw. dr hab. Adam Karpiński
prof. nadzw. dr hab. Józef Andrzej Straburzyński

Komitet redakcyjny GWSA:

prof. Waldemar Polak
doc. Tadeusz Noch
doc. Wioleta Mikołajczewska
mgr Aleksandra Friedberg
mgr Alicja Wesołowska

Konferencja – Międzynarodowe Spotkanie Kłastrów Ekoenergetycznych

Komitet naukowy konferencji:

prof. dr hab. inż. Jarosław Mikieliewicz, czł. kor. PAN – Honorowy przewodniczący
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński – Przewodniczący
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
doc. dr hab. inż. Adam Cenian – Z-ca przewodniczącego
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
prof. dr hab. inż. Janusz Gołaszewski, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski
prof. dr hab. inż. Jan Hupka, Politechnika Gdańska
prof. dr hab. Michał Jasiulewicz, Politechnika Koszalińska
prof. dr Tyde Kyor, Uniwersytet Roskilde, Dania
doc. Tadeusz Noch, Gdańska Wyższa Szkoła Administracji w Gdańsku
prof. dr hab. inż. Jan Popczyk, Politechnika Śląska
dr inż. Andrzej Tonderski, POMCERT, Gdańsk

Komitet organizacyjny konferencji:

doc. dr hab. inż. Adam Cenian
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
mgr inż. Maria Bagińska – Sekretarz
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
mgr inż. Michał Górski
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk
dr inż. Sylwia Polesek-Karczewska
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szewalskiego, Gdańsk

Ekoenergetyka – zagadnienia technologii, ochrony środowiska i ekonomiki

Praca zbiorowa

Redakcja naukowa

Adam Ceniań

Tadeusz Noch

 Wydawnictwo
Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji

Gdańsk 2010

Recenzja
prof. dr hab. inż. Jan Kiciński
Instytut Maszyn Przepływowych PAN im. R. Szwalskiego, Gdańsk

Wydawnictwo nie ponosi odpowiedzialności
za treści poszczególnych artykułów

Redaktor techniczny
Tomasz Mikołajczewski

Wydanie pierwsze, objętość 11,3 ark. wyd., Gdańsk, 2010

Druk i oprawa
Sowa-Druk na Życzenie, www.sowadruk.pl, tel. 22 431 81 40

© Copyright by Wydawnictwo
Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji, Gdańsk 2010



WYDAWCA

Wydawnictwo
Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji
80-656 Gdańsk, ul. Wydmy 3
tel. 58 305 08 12, 58 305 08 89
mail: wydawnictwo@gwsa.pl

www.gwsa.pl/wydawnictwo

ISBN 978-83-89762-27-6

SPIS TREŚCI

Wstęp.....	7
Część I. Biogazownie dla Pomorza	
Janusz Gołaszewski Biogazownia rolnicza.....	10
Vilis Dubrovskis Biogaz na Łotwie.....	22
Urszula Gołębiowska Produkcja rzepaku w Polsce w kontekście Narodowego Celu Wskaźnikowego (The National Index Target)	39
Waldemar Gostomczyk Ocena efektywności inwestycji biogazowych	55
Michał Jasiulewicz Potencjał produkcji biogazu w Polsce.....	81
Ksawery Kuligowski, Andrzej Tonderski, Mariusz Wójcik Biogaz z alg – szanse i zagrożenia	103
Piotr Lampart, Przemysław Kowalski Kogeneracja w oparciu o źródła biomasy / biogazu	121
Aleksandra Łukaszek, Wojciech Łukaszek Burak energetyczny – „król” roślin energetycznych	145
Grażyna Rabczuk, Adam Cenian Odpady komunalne – odnawialne źródło energii	167
Bogumiła Ropińska Produkcja brykietu ze słomy jako źródło dochodów rolniczych – studium przypadku	185
Izabela Wardach, Adam Cenian Odpady biodegradowalne w województwie pomorskim	195
Jacek Wereszczaka Produkcja biomasy jako energetycznego surowca odnawialnego i utylizacja pofermentu.....	224
Timo Weckroth Przykład z Finlandii: produkcja biogazu z drewna – układ kogeneracyjny	241
Mariusz Wójcik, Andrzej Tonderski Region Morza Bałtyckiego jako źródło dobrych praktyk dla biogazu	244
Patrycjusz Zarębski Atrakcyjność inwestycyjna gmin woj. pomorskiego dla przedsięwzięć gospodarczych związanych z produkcją energii ze źródeł odnawialnych	257

Część II. Energetyka słoneczna, wiatrowa i inteligentne sieci

Piotr Doerffer Możliwości badawcze IMP PAN w zakresie turbin wiatrowych	270
Michał Górski, Adam Ceniań Skojarzona produkcja ciepła i energii elektrycznej z promieniowania słonecznego	275
Jan Iwaszkiewicz Superkondensatory – magazyny energii elektrycznej	282
Jan Iwaszkiewicz, Tomasz Rawiński, Bogdan Sedler Powstanie inteligentnych sieci elektroenergetycznych – niezbędny warunek rozwoju i wykorzystania zielonej energetyki: odnawialnych źródeł energii	292
Zdzisław Kusto Porównanie elektrowni wiatrowych w szacowanej produkcji energii elektrycznej oraz dopasowaniu do danych warunków wiatrowych	306
Zdzisław Kusto, Tadeusz Noch Metoda kosztów narastających w ocenie ekonomicznej efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych w energetyce rozproszonej	322
Tadeusz Noch Pompa ciepła a energia słoneczna w zapotrzebowaniu na ciepło	346
Anna Lisowska-Oleksiak, Andrzej P. Nowak, Monika Wilamowska, Katarzyna Szybowska Elektrochemiczne Układy Stosowane w Urządzeniach do Magazynowania Energii	365
Wojciech Litwin Pierwsza w Polsce pasażerska jednostka pływająca z zasilaniem solarnym	370
Jörg Mayer Inteligentna sieć (smart grid / Combined Power Plant) w Kassel	379

Część III. Technologie i projekty innowacyjne

Paweł Bakun, Damian Gadziński Projekt Energetyczny Dom	390
Marcin Zagórski Program Energa Biogaz	400
Carlo Gonella Energia z odpadów komunalnych przy wykorzystaniu praso-ekstrudera VMpress	405
Christian Hemerka Nowoczesne instalacje biogazowe firmy PPM – technologia i zastosowania w Polsce	409
Aleksandra Łukaszek, Wojciech Łukaszek ELECTRA© bezodpadowa i bezwonna produkcja biogazu i energii elektrycznej ...	414
Krzysztof Puzdrowski WELtec BioPower® – efektywność ze stali szlachetnej	422
Science2Business – projekt wsparcia dla innowacyjnych technologii	427

WSTĘP

Energetyka rozproszona oparta na wykorzystaniu biomasy, wiatru i promieniowania słonecznego jest szansą na rozwój regionów północnej Polski. Pomorze Gdańskie importuje ponad 90 procent energii elektrycznej z innych regionów kraju, a bezpieczeństwo energetyczne regionu dalekie jest od stanu pożądanego. Ponadto zielona energetyka może stać się motorem gospodarczym Pomorza, szczególnie w regionach słabiej zaludnionych.

Jedną z rozważanych opcji energetyki jest rozwój biogazownictwa, wspieranego przez Rządowy Program Innowacyjna Gospodarka – Rolnictwo Energetyczne. Uprawa i wykorzystanie roślin energetycznych może zapewnić stabilizację produkcji i godne przychody, gdy dochody ze standardowej produkcji rolnej nie gwarantują stabilizacji, a ceny skupu nie są wysokie.

Seminarium „Biogazownie dla Pomorza”, organizowanego w ramach zadania „Biznes” projektu BSR „Bioenergy Promotion”, częściowo finansowanego przez Unię Europejską (Europejski Fundusz Rozwoju Regionalnego), poprzez sesje tematyczne i rozmowy biznesowe, ma na celu ułatwić podjęcie decyzji o ewentualnych inwestycjach w produkcję biomasy i biogazownie. Tematyka spotkania będzie oscylowała wokół wykorzystania biomasy (w tym biomasy i odpadów pochodzenia rolniczego) na cele energetyczne

poprzez stosowanie technologii wykorzystujących biogaz.

Seminarium jest częścią Międzynarodowego Spotkania Klastrow Ekoenergetycznych organizowanego przez Bałtycki Klaster Ekoenergetyczny, w tym: Urząd Marszałkowski Województwa Pomorskiego, Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Politechnikę Gdańską, Politechnikę Koszalińską, Gdańską Wyższą Szkołę Administracji, POMCERT, Fundację Poszanowania Energii w Gdańsku, Polskie Stowarzyszenie Biogazu i IMPLASER oraz Agencję Restrukturyzacji i Modernizacji Rolnictwa.

Druga część spotkania jest poświęcona energetyce słonecznej, wiatrowej oraz sieciom inteligentnym. To właśnie rozwój sieci inteligentnych i sprawnych technologii magazynowania energii daje szansę na szybszy i stabilniejszy rozwój ekoenergetyki.

Adam Cenian
Tadeusz Noch

Część I

Biogazownie dla Pomorza

BIOGAZOWNIA ROLNICZA

Streszczenie

W pracy przedstawiono podstawowe wiadomości odnośnie technologii biogazowych, substratów do produkcji biogazu, wydajności energetycznej oraz procesu fermentacji.

* * *

Wprowadzenie. Światowy popyt na energię systematycznie rośnie. Szacuje się, że w Unii Europejskiej do 2030 r. łączne zużycie energii wzrośnie o 25% i w przypadku braku istotnej dywersyfikacji źródeł wskaźnik importu energii z obecnego poziomu 50% zwiększy się do 70%. Jest już klarowne, że Europa, a także Polska zmierzają w istocie do modelu bezpieczeństwa energetycznego, w którym energia będzie pozyskiwana z różnych źródeł i będzie jednocześnie „czystą” dla środowiska – chodzi o racjonalne wykorzystywanie wszystkich potencjalnych źródeł energii, zarówno z grupy tzw. odnawialnych, jak i tradycyjnych paliw kopalnych oraz energii jądrowej. Dzisiaj, w strukturze wykorzystania odnawialnych źródeł

* Bałtycki Klastr Ekoenergetyczny w Gdańsku
Centrum Badań Energii Odnawialnej UWM w Olsztynie

energii w UE dominuje biomasa, stanowiąca 65% wszystkich źródeł energii odnawialnej; w dalszej kolejności znajdują się energia wodna (27%), geotermalna (4%), wiatru (3%) i słońca (1%). Prawdopodobnie, podane relacje w niewielkim stopniu zmieniają się w najbliższej przyszłości. Zatem, jeśli biomasa jawi się jako zasadnicze źródło energii odnawialnej, to jaki nośnik energii z przetworzenia biomasy jest najbardziej efektywny. Wiele analiz wskazuje, że jest to biogaz. Wynika to nie tylko z uniwersalności biogazu w sensie możliwości wykorzystania na cele paliwowe i energetyczne, ale przede wszystkim z wysokiej wydajności energetycznej. W przeliczeniu na jednostkę powierzchni większą potencjalną wydajność niż procesy produkcji biogazu może mieć proces pirolizy i produkcja Btl, jednakże wartość energetyczna tego paliwa jest nieznacznie niższa niż biogazu (tab. 1).

Tabela 1. Potencjalna wydajność biopaliw.

Biopaliwo	Wydajność l/(ha rok)	GJ/(ha rok)
Olej rzepakowy	1480	51
Biodiesel	1550	51
Btl	4030	165
Bioetanol	2560	54
Biometan	3560 kg/(ha rok)	178

Źródło: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V.

W porównaniu z innymi źródłami energii korzystnie kształtuje się wartość opałow biogazu; jest mniejsza niż gazu ziemnego, ale na poziomie węgla kamiennego i zdecydowanie przewyższająca wartość energetyczną drewna opałowego (tab. 2).

Tabela 2. Wartość opałow wybranych paliw.

Rodzaj paliwa	Wartość opałow	Równoważnik 1m ³ biogazu o wartości opałowej 26 MJ/m ³
Biogaz	20-26 MJ/m ³	1.0 m ³
Gaz ziemny	22.5 MJ/m ³	1.1 m ³
Olej napędowy	41.9 MJ/l	0.6 l
Węgiel kamienny	23.4 MJ/kg	1.1 kg
Drewno opałowe	13.3 MJ/kg	2.0 kg

Źródło: opracowanie własne na podstawie Szlachta, 2007.

Główny składnik biogazu – metan powstaje naturalnie w procesie biodegradacji materiału organicznego przebiegającego w warunkach beztlenowych. Proces ten jest istotnym elementem biogeochemicznego obiegu węgla w środowisku. Ostatnim ogniwem w tym procesie jest metanogeneza, w wyniku której powstaje metan. Każdego roku w skali świata do atmosfery uwalnia się około 800 mln ton

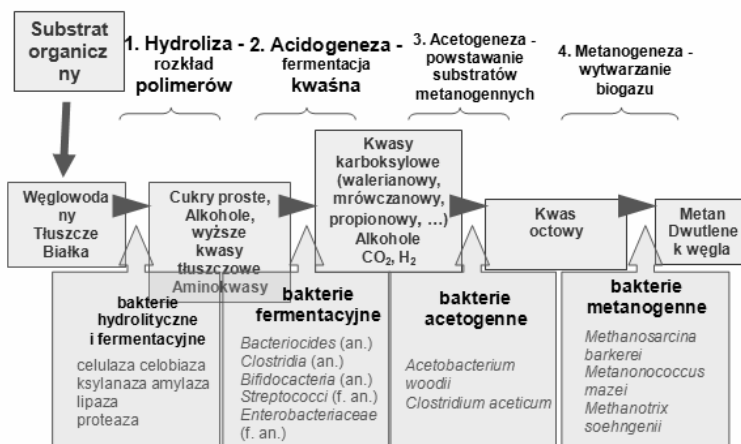
metanu, w tym 90% pochodzi z dekompozycji biomasy, a pozostałe ilości metanu powstają w procesach przeróbki paliw kopalnych. Naturalnym źródłem metanu jest gaz naturalny znajdujący się w złożach podziemnych (podwodnych) zawierający 85% metanu lub gaz błotny wydzielany na grzęzawiskach, zawierający oprócz metanu także 5-16% etanu i ok. 8% wodoru.

Biogazownie rolnicze. W zależności od rodzaju substratu (wsadu biomasy), biogazownie można podzielić na rolnicze, komunalne (utylicacyjne) oraz rolniczo-utylicacyjne. Pozostańmy przy biogazowniach rolniczych, w których głównym substratem jest biomasa z pozostałości pochodzenia rolniczego (odchody zwierzęce, przetwórstwo rolno-spożywcze) oraz dedykowanej produkcji roślinnej, tzn. ukierunkowanej na celową produkcję i pozyskanie roślinnego surowca energetycznego.

Produkcja metanu w biogazowni w procesie anaerobowej fermentacji biomasy jest niczym innym jak „przyśpieszeniem” naturalnego procesu trwającego miliony lat. W zależności od rodzaju fermentowanej biomasy udział metanu w biogazie może stanowić 40-70%. Wśród pozostałych składników biogazu dominuje dwutlenek węgla 30-50%, i w małych ilościach inne gazy (do 5-10%), w tym wodór i siarkowodór. Warto zaznaczyć, że odpowiednie sterowanie procesem fermentacji (dobór mikroorganizmów) w biogazowni może prowadzić do uzyskania większego udziału wodoru w biogazie.

Jakkolwiek w procesie fermentacji można wyróżnić wiele etapów (rys. 1), to można je sprowadzić

do dwóch zasadniczych faz: fermentacji kwaśnej i metanowej. W fazie kwaśnej rozkładane są głównie węglowodany do kwasów organicznych, ale także produktami rozkładu są gazy takie jak dwutlenek węgla, siarkowodór oraz niewielkie ilości metanu. W fazie metanowej odczyn substratu zmienia się na zasadowy, rozkładane są głównie kwasy tłuszczowe i powstają zasadnicze produkty fermentacji – metan i dwutlenek węgla.

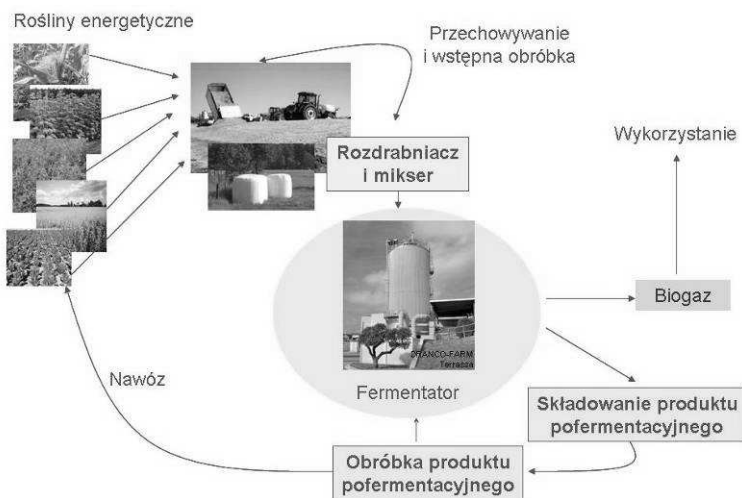


Rysunek 1. Proces fermentacji metanowej.

Proces technologiczny. Z technologicznego punktu widzenia wyjściowe jest określenie liczby etapów procesu technologicznego (proces jedno- lub wieloetapowy), temperatury procesu technologicznego (fermentacja psychrofilowa, mezofilowa lub termofilowa), trybu napełniania fermentatora (proces nieciągły lub ciągły), sposobu prowadzenia fermentacji

ze względu na zawartość suchej masy substratu (fermentacja mokra lub sucha) oraz sposobu zaszczerpienia fermentatora (reaktora) odpowiednim składem drobnoustrojów prowadzących proces fermentacji.

Z kolei w opracowaniu logistyki funkcjonowania biogazowni istotne jest uwzględnienie kolejnych etapów w ciągu technologicznym: zabezpieczenie ciągłej podaży biomasy o wysokim potencjale fermentacyjnym, wstępna obróbka i konserwacja biomasy, praca reaktora, produkcja biogazu, oczyszczanie, przechowywanie, wykorzystanie, składowanie oraz zagospodarowanie pozostałości pofermentacyjnych (rys. 2).



Rysunek 2. Przykładowy proces technologiczny produkcji biogazu z biomasy roślin.

Substrat. Wydajność biogazowni zależy od rodzaju substratu. Generalnie im bardziej surowiec jest „skoncentrowany energetycznie” tym większy jest jego potencjał energetyczny. Zwróćmy jednakże uwagę na fakt, że degradacja tłuszczów (roślinne, zwierzęce) oraz gliceryny (produkt odpadowy w procesie estryfikacji przy produkcji biodiesla) przebiega wolniej aniżeli degradacja węglowodanów (tab. 3). Z surowców roślinnych najwartościowszym dziś surowcem do produkcji biogazu jest kiszonka z kukurydzy, przede wszystkim z ekonomicznego punktu widzenia. Wysoki potencjał energetyczny w tym kontekście ma także burak cukrowy i pastewny.

Tabela 3. Wydajność biogazu z 1 tony substratu pochodzenia roślinnego.

Źródło biomasy	Biogaz, m ³
Gliceryna	840
Tłuszcze	800
Kiszonka z kukurydzy (s.m. 30%)	180
Burak cukrowy (s.m. 23%)	170
Zielonka	110
Domowe odpady organiczne	90
Wywar gorzelniany	80
Krajanka buraczana	75
Wysłodziny browarniane	75

Opracowanie własne na podstawie: European Biomass Statistics 2007, Kujawski i in. 2007.

Spektrum potencjalnego źródła biomasy do biogazowni rolniczej jest bardzo szerokie i może obejmować nie tylko roślinność lądowa, ale także i wodną (fot. 1).



Fotografia 1. Wybrane źródła biomasy o wysokim potencjale energetycznym (fot. M. Krzemieniewski,

K. Żuk-Gołaszewska, K. Jankowski, M. Stolarski).

Z grupy roślin lądowych na uwagę zasługują: kukurydza, trawy (mozga, życica, tymotka), rośliny motylkowate, rośliny zbożowe (sorgo), rośliny tradycyjnie uprawiane na paszę o znanych technologiach konserwacji biomasy (roślinność łąk, siano, sianokiszonki, kukurydza, żyto, rośliny motylkowate), rośliny o wysokiej energetycznej produktywności relatywnie mało poznane (miskant, kapusta pastewna, słonecznik bulwiasty, rdestowiec sachaliński, a także pewne formy rzewienia czy pokrzywy), pozostałości rolnicze (liście buraka, makuchy rzepaku, słoma), pozostałości przemysłu biopaliwowego (gliceryna) oraz rolno-spożywczego (odpady piekarnicze, masarskie), i inne. Wśród form wodnych duży potencjał energetyczny może mieć biomasa glonów, sinic i powszechnie występujących roślin, takich jak rzęsa wodna. Wśród funkcjonujących dzisiaj instalacji biogazowni na surowiec roślinny można podać przykład biogazowni rolniczej DRANCO-FARM w Nüstedt, Niemcy (rys. 3).

Mieszanka	Sucha masa (%)	Skl. org. s.m. (%)	Biogaz (Nm ³ /t)	%
Kiszonka z kukurydzy	30-33	90-95	190-210	50
Kiszonka ze słonecznika	20	85-90	90	19
Słoma pszenna	30-40	85-95	150-190	16
Kiszonka z traw	15-30	85-95	90-120	5
Obornik	20-35	40-50	30-50	10
Razem	29	85	145	100

Reaktor – 1200 m³
 Ilość wsadu – 700 ton – sukcesywnie
 Wydajność 750 kW
 koncentracja metanu – 57%
 Ciepła woda silników – reaktor, gospodarstwo



Rysunek 3. Biogazownia rolnicza DRANCO-FARM w Nüstedt, Niemcy (źródło: www.ows.be).

Ciągła podaż substratu do reaktora.

W odniesieniu do surowca roślinnego najlepiej poznany sposobem jego konserwacji jest kiszenie. Najogólniej, jest to proces fermentacji mlekowej, który prowadzi do obniżenia pH biomasy i do zahamowania wzrostu szkodliwych organizmów powodujących procesy gnilne. Fermentacja kwasu mlekowego poprzez zainicjowanie degradacji polisacharydów jest także wstępnym etapem kondycjonowania substratu do biogazowni. Rozwiązaniem w tym zakresie może być także opracowanie tzw. zielonej taśmy podaży surowca, obejmującej sekwencję podaży różnej świeżej biomasy, a w okresie zimowym – wykorzystanie kiszonki. Alternatywnie można tu także rozpatrywać wykorzystanie innych form przechowywania biomasy roślinnej, takie jak siano, sianokiszonki, czy uzyskanej z prasy silnego zgniotu.

Wydajność energetyczna i potencjalne korzyści.

Przeciętna wydajność biometanu z biogazowni kształtuje się w szerokich granicach 400-5400 m³ metanu z 1 ha, co odpowiada produkcji 4-53 MWh ha⁻¹. Sprawność biogazowni rolniczych przy produkcji energii elektrycznej i ciepłej może sięgać 85%, z czego 35% stanowi energia elektryczna, a 50% – energia ciepła. W kalkulacji ekonomicznej po stronie pozytywów można uwzględniać przychody ze sprzedaży: energii elektrycznej wraz ze świadectwami pochodzenia, energii ciepłej, usługi utylizacyjnej, pozostałości pofermentacyjnej jako nawozu organicznego, unikniętej emisji CO₂.

Podsumowanie. Z pewnością biogazownie rolnicze będą istotnym elementem produkcji energii ze źródeł odnawialnych. Biogazownia jest dziś i będzie w przyszłości najefektywniejszym sposobem utylizacji materiału organicznego uciążliwego dla środowiska, w tym także pochodzenia rolniczego. Szerokie wykorzystanie w biogazowni surowca roślinnego z upraw dedykowanych oraz produkowanego na gruntach wyłączonych z produkcji paszowej i spożywczej, a także pozostałości przemysłu rolno-spożywczego i biopaliwowego będzie swoistym stymulatorem rozwoju aktywności i przedsiębiorczości środowisk lokalnych, głównie wiejskich. Przyszłościowym źródłem wartościowego substratu fermentacyjnego może okazać się biomasa wodna, szczególnie w regionach o naturalnym potencjale produkcji tego typu biomasy. Dzisiejsza wiedza w zakresie technologii prowadzenia procesów fermentacyjnych wskazuje, że parametry

technologiczne procesu produkcji biogazu można dostosować do konkretnego substratu, co z kolei umożliwia wykorzystanie naturalnych lokalnych zasobów energetycznych oraz postęp innowacyjny w kierunku systematycznego zwiększania efektywności energetycznej. Biogazownia rolnicza jest doskonałą składową skalowalnego systemu energetycznego i implementacji w praktyce idei kogeneracji rozproszonej na bazie zróżnicowanych źródeł energii produkowanej lokalnie.

AGRICULTURAL BIOGAS INSTALATION

Summary

Basic information related to biogas technologies, substrates and biogas yields as well as fermentation process is presented.

BIOGAZ NA ŁOTWIE

Streszczenie

W pracy opisano historię oraz stan obecny produkcji biogazu na Łotwie. Szczegółowe badania realizowane są na stanowiskach laboratoryjnych w 21 bioreaktorach. W opracowaniu prezentuje się wybrane rezultaty przeprowadzonych prac badawczych. Od 18 lat funkcjonuje biogazownia na fermie trzody chlewnej. Opracowano projekt (do chwili obecnej niezrealizowany) biogazowni na gnojowicy wytworzonej przy hodowli 24 000 świń oraz na odchodach ptasich – 1,3 miliona ptaków. Obecnie na Łotwie biogaz jest produkowany tylko w 6-ciu instalacjach. Prezentowane są także rezultaty oraz najnowsze działania związane z realizacją Programu Biogazowego 2007-2013.

1. Wstęp

Łotwa jest niewielkim krajem, który odzyskał niepodległość 21 sierpnia 1991 roku. Obszar 63000 km² zamieszkuje 2,3 miliona mieszkańców. Kraj dysponuje niewielkimi zasobami własnych złóż naturalnych. Zapotrzebowanie na gaz ziemny oraz produkty naftowe a także połowa zapotrzebowania na energię elektryczną

* Latvia University of Agriculture, Institute of Agricultural energetic, Latvia Biogas Association, vilisd@inbox.lv.

realizowane są poprzez import. Rząd Łotewski ratyfikował Ramową Konwencję Klimatyczną a następnie Krajowy Komunikat Republiki Łotewskiej przygotowany w ramach Konwencji Klimatycznej ONZ z roku 1995. Jednym z ważniejszych zagadnień poruszanych w dokumencie jest zagadnienie składowisk odpadów stanowiących jedno z głównych źródeł emisji metanu na Łotwie.

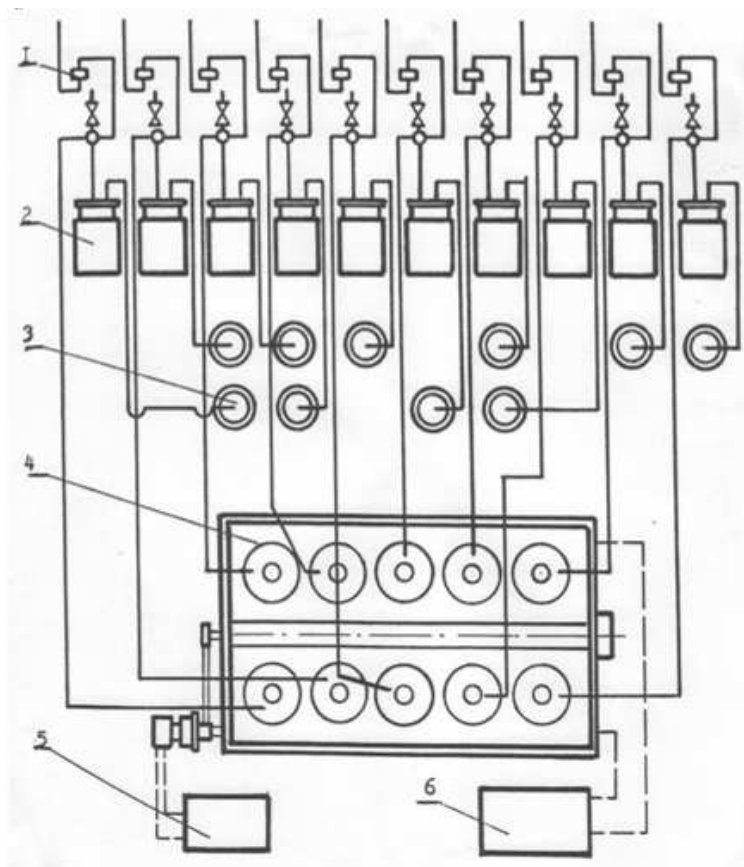
Istnieje wiele korzyści wynikających z produkcji biogazu. W biogazowniach może być przetwarzany łatwo dostępny materiał taki jak odchody zwierzęce czy odpady z upraw rolnych. Wytwarzany w wyniku procesów fermentacyjnych w instalacjach biogazowych gaz stanowi czyste, wysokiej jakości paliwo gazowe. Odpad poprodukcyjny – przefermentowana mieszanina użytych substratów stanowi cenny nawóz. Jakość tego nawozu jest często lepsza niż nawozu otrzymanego np. w procesie tradycyjnego kompostowania masy odpadów o tym samym składzie. Biogaz może być wykorzystany do produkcji ciepła oraz elektryczności a także jako paliwo transportowe.

2. Historia

Pierwsza biogazownia na Łotwie została wybudowana na początku lat 60-tych ubiegłego wieku przy zakładzie produkcji etanolu w procesach wytwarzania witaminy B₁₂ z kiszonki na paszę dla zwierząt. Biogazownia funkcjonowała tylko dwa lata w związku z zamknięciem produkcji etanolu.

2.1. Laboratoria na fermach hodowli świń

Największa na Łotwie ferma trzody chlewnej (29800 świń), od 1977 roku generuje gnojowicę w ilości 300m³ dziennie oraz różne inne odpady.



Rysunek 1 Wyposażenie laboratorium B10 dla badań fermentacji beztlenowej.

1 – manometer; 2 – zbiornik gazu; 3 – zbiornik na wodę;

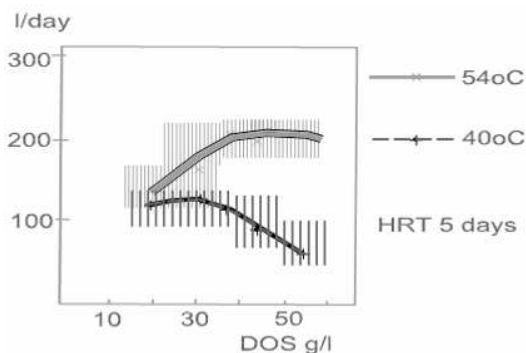
4 – komora ogrzewana z 10 zbiornikami fermentacyjnymi; 5 – układ automatycznego mieszania; 6 – urządzenia grzewcze.

Rozwiązaniem problemu było zastosowanie technologii fermentacji anaerobowej (beztlenowej). Prace badawcze na fermie podjęto we współpracy z Instytutem Mikrobiologii. Kompleks badawczy obejmował 21 zbiorników fermentacyjnych o pojemności od 3 l do 1m³ oraz szereg różnych urządzeń technologicznych w tym np. system do oczyszczania biogazu z H₂S i in. W okresie 1981-1988 wykonano wiele prac eksperymentalnych. Przy pomocy układu fermentacyjnego B10 (rys. 1) przeprowadzono badania dotyczące wydajności wytwarzania biogazu dla różnego typu biomasy: obornik zwierzęcy, odpady z upraw rolnych, resztki żywieniowe, i in. Przy pomocy układu B4 wykonano badania produkcji biogazu przy zmianie temperatury od 28⁰ C do 60⁰ C z krokiem 2⁰C.

Moduły fermentacyjne o 75l, 250l oraz 1m³ zostały wykorzystane przy badaniach wpływu różnych czynników takich jak świeżość surowca, zawartość materii organicznej, relacja C:N, zawartość cząstek stałych, fluktuacje temperatury, pH, HRT, masowe natężenie przepływu biomasy (*LR-loading rate*), sprawność mieszania, wpływ inhibitorów oraz katalizatorów procesów etc. W wyniku długookresowych badań natężenia przepływu biomasy (*loading rate*) w warunkach fermentacji mezofilnej oraz termofilnej stwierdzono, że dla natężeń przekraczających 30g/l DOS w temperaturze 40⁰C oraz dla 50g/l DOS w temperaturze

54⁰C, obserwuje się obniżenie poziomu produkcji biogazu z gnojowicy (rys. 2).

Badano także wpływ obecności antybiotyków oraz środków dezynfekujących w oborniku. W celu optymalizacji procesu badano wpływ wstępnej obróbki surowca poddawanego fermentacji. Przebadano szereg różnych konstrukcji zbiorników fermentacyjnych także pod kątem optymalizacji sprawności badanych procesów. W rezultacie została zaprojektowana i opatentowana w ZSRR instalacja fermentacyjna. Układ zawierał cztery sekcje oraz zbiorniki służące do unieruchomienia bakterii. Wiele rezultatów badań opublikowano.



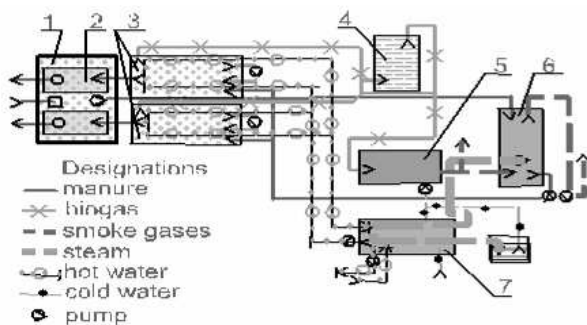
Rysunek 2 Wskaźnik obciążenia biomasą w zależności od temperatury.

2.2. Biogazownia na fermie – 3000 sztuk trzody chlewnej

Budowę biogazowni rozpoczęto 25.05.1983 na fermie trzody chlewnej Papardes. Biogazownia zawierała dwa poziome zbiorniki fermentacyjne (rys. 3) o pojemności 75 m³ każdy. Początkowo jeden ze

zbiorników miał dwie sekcje drugi zaś cztery. Pozytywne rezultaty uzyskane dla 5-dniowego HRT przy temperaturze 54 °C pozwoliły na rozpoczęcie długoczasowych badań efektywności produkcji biogazu w każdym ze zbiorników fermentacyjnych.

Każdego dnia oba zbiorniki napełniane były gnojowicą tego samego typu. W okresie 54 dni rejestrowano lepsze wyniki dla zbiornika fermentacyjnego złożonego z czterech sekcji.



Rysunek 3 Schemat technologiczny biogazowni na fermie Papardes.

1 – zbiornik na świeżą gnojowicę, 2 – zbiornik masy fermentacyjnej, 3 – komora fermentacyjna, 4 – zbiornik gazu, 5 – kocioł parowy, 6 – basen do ogrzewania gnojowicy, 7 – basen na gorącą wodę.

Instalacja ta była pierwszą instalacją biogazową w byłym ZSRR, pracującą na gnojowicy zwierzęcej w temperaturze 54°C. Biogazownia funkcjonowała do roku 2001, gdy w wyniku awarii (wywołanej niewłaściwą obsługą) zbiorniki fermentacyjne zostały uszkodzone. Uzyskane rezultaty zebrano w Tabeli 1.

Nasza technologia opiera się na wysoko-temperaturowych (54⁰C) procesach termofilnych dających efekty sanitarne oraz krótkim czasie HRT. Wówczas niszczone jest tylko część materii organicznej szybko ulegającej degradacji natomiast frakcja dla której procesy rozpadu zachodzą wolniej jest wykorzystywana przez mikroorganizmy produkujące humus.

Tabela 1

Nazwa	Jednostki	Wyniki. Okres obserwacji 730 dni
Uzysk biogazu	m ³ /dzień	264,87
Energia z biogazu	MJ/dzień	6091,92
Uzysk CH ₄ / kg DOS	m ³ /kg DOS dziennie	0,320
CH ₄ / m ³ gnojowicy w komorze	m ³ /m ³ dziennie	1,7
Uzysk biogazu	m ³ /kg DOS dziennie	0,518
Zawartość CH ₄	%	64
Szybkość dostarczenia substratu	%	18,25

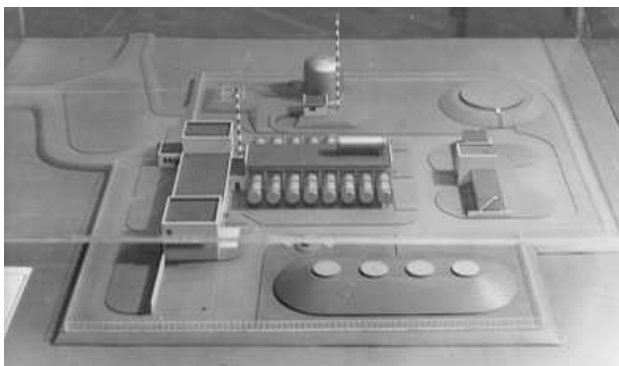
Badania procesów fermentacyjnych gnojowicy prowadzono przy współpracy z Instytutem Gospodarki Rolnej (*Institute of Agriculture Economics*). Znaczący wzrost uzysku biogazu obserwowano przy zastosowaniu kukurydzy, traw, i innych dodatków.

2.3. Modułowy zbiornik fermentacyjny

Pozytywne rezultaty uzyskane przy pracy pierwszej biogazowni potwierdziły możliwość uruchomienia podobnych instalacji na wielu fermach na Łotwie. W celu uruchomienia produkcji seryjnej zbiorników fermentacyjnych, na skalę przemysłową, zaprojektowano modułową wersję zbiornika. Zbiornik ten o pojemności 100m^3 , z urządzeniem mieszającym może zawierać cztery sekcje. W zależności od specyfiki fermy można zastosować instalacje 2,4...n modułowe.

2.4. Biogazownia dla fermy 29,8 tys. sztuk trzody chlewnej

W oparciu o uzyskane doświadczenia i dotychczasowe rezultaty opracowano projekt dla rozkładu anaerobowego gnojowicy w ilości 300t/dzień uzyskiwanej z dużej fermy trzody chlewnej. Model tej biogazowni ilustruje rys. 4.



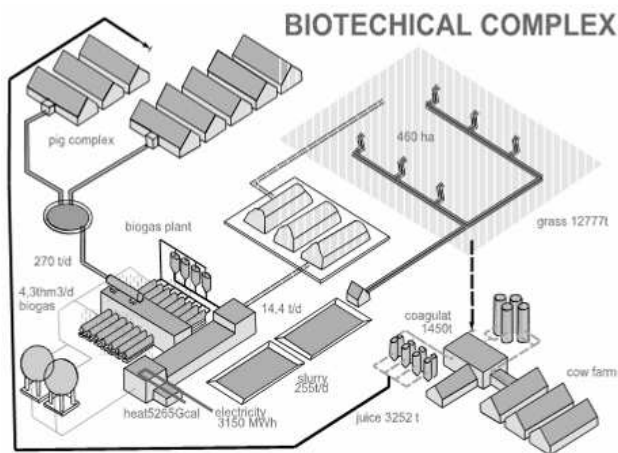
Rysunek 4. Model biogazowni dla fermy trzody chlewnej.

Przewidywano uzyskanie 4,3 m³ biogazu/dzień. Realizacja projektu została wstrzymana ze względów finansowych.

2.5. Biotechniczny kompleks Ogrze

Kompleks biotechniczny (rys. 5) został zaplanowany jako przedsiębiorstwo rolne, które łączy w sobie najlepsze rozwiązania dla hodowli spełniającej, możliwie jak najlepiej wymagania środowiskowe oraz wymagania układu zrównoważonego.

Kompleks ten miał obejmować farmę bydła, farmę trzody chlewnej, grunty uprawne, urządzenia do pozyskiwania białka z liści, urządzenia do suszenia ziarna, kontroli wilgotności, instalację CO₂ oraz biogazownię.



Rysunek 5. Schemat kompleksu biotechnicznego.

Wykonano system irygacji gruntów, w którym stosowano przefermentowaną gnojowicę jako nawóz. Projekt takiego kompleksu wykonano i w ramach etapu pierwszego zbudowano system irygacyjny. Z gruntów o powierzchni 460ha zbierano trawy cztery razy w roku. Realizację projektu przerwano w związku z procesami prywatyzacyjnymi rozpoczętymi w tym okresie.

2.6. Biogazownia w Uzvara

Institut Mikrobiologii zbudował mały zbiornik fermentacyjny (50 m³). Budowę biogazowni w tej miejscowości zrealizowała inna firma zewnętrzna w roku 1985. Przedmiotem badań był rozkład fermentacyjny liści buraków cukrowych, kukurydzy i innych pozostałości poprocesowych uzyskiwania białka z liści. Układ ten zbudowany został tylko do celów badawczych i funkcjonował bardzo krótko.

2.7. Produkcja biogazu na oczyszczalni ścieków Daugavgriva

Oczyszczalnia ścieków Daugavgriva w Rydze rozpoczęła pracę w 1992 roku. Produkcję biogazu rozpoczęto w roku 1994. W okresie początkowym gaz ten był wykorzystywany do wytwarzania pary. System ogrzewania oraz instalacja fermentacyjna zostały ulepszone w roku 1998. Gdy zwiększono produkcję gazu zainstalowano jednostkę CHP o 1MWe. Problem z zawartością H₂S rozwiązano w roku 2004 poprzez zastosowanie specjalnego urządzenia redukującego zawartość H₂S. Biogazownia ta produkuje biogaz w ilości ok. 400 m³/h.

2.8. Biogaz ze składowisk odpadów

Obecnie 4 wysypiska odpadów wyposażone są systemy ekstrakcji gazu: Getlini, Daibe, Grobina and Skede.

Wysypisko Getlini zajmujące powierzchnię 87ha ma 37 lat. Rocznie kierowanych jest tam ok. 205 000 t odpadów komunalnych z regionu Rygi, a dodatkowo około 45 000 t odpadów przemysłowych. W starszej części wysypiska znajduje się 167 studni wertykalnych. W nowej części wprowadzono instalacje dla poziomej ekstrakcji gazu. W komorach energetycznych, w których zbierane są odpady, zainstalowano systemy cyrkulacyjne w celu infiltracji. Uzyskany biogaz jest wykorzystywany do produkcji elektryczności w jednostkach CHP. Rezultaty działania biogazowni zebrano w tabeli 2.

Tabela 2

Rok	Biogaz Nm ³	CH ₄ Nm ³	CH ₄ %	Energia el. MWh	Ciepło MWh
2002	2549000	1274500	50,0	5098	6245
2003	8191011	4375839	54,1	17887.4	21912
2004	12633270	6648138	52,6	25748.3	31545
2005	12212326	6435980	52,8	25425	31366
2006	13450766	6609525	49,15	26391	33432.7
2007	13707697	6894972	50,3	27361	34582.5
2008	14632290	7242984	49,5	28742	35679
2009	15944674	7844780	49,2	31130	38673.5

Wysypisko Grobina to nowe wysypisko zaprojektowane dla miasta Liepaja. Odpady komunalne umieszczane są w komorach energetycznych. Gaz

zbierany z komór jest używany jako paliwo w jednostce CHP. Na składowisku tym produkuje się biogaz w ilości 3-4 milionów m³/rok. Produkcja biogazu na składowisku Skede maleje z dnia na dzień, ponieważ jest to składowisko bardzo stare i wkrótce zostanie zamknięte. Zawartość CH₄ jest mniejsza niż 35% i biogaz może być tylko spalany w pochodniach. Na najnowszym wysypisku w Daibe jednostka kogeneracyjna wytwarza energię elektryczną 175 kW.

2.9. Biogaz z upraw energetycznych

Pierwsza biogazownia zbudowana na uniwersyteckiej farmie badawczej Vecauce stosowała gnojovicę bydlęcą oraz kiszonkę z kukurydzy. Produkcję biogazu rozpoczęto w 2008 (rys. 6).



Rysunek 6. Biogazownia Vecauce.

Biogazownia pracuje zgodnie z założeniami: dostarczając 260 kW_{el} oraz 356 kW_c.

Druga biogazownia produkująca biogaz z obornika bydłowego i kiszonki kukurydzy rozpoczęła pracę w roku 2010. Przewiduje się uzyskanie mocy elektrycznej na poziomie 0,8-1 MWel.

3. Możliwości produkcji biogazu na Łotwie

Pierwszy Łotewski Krajowy Program Energetyczny został przyjęty w roku 1966. Przewidywał on następujące wielkości dla ilości produkowanego biogazu (miliony m³/rok):

- z odpadów rolniczych – 135.4;
- z odpadów komunalnych i ścieków – 20.8;
- ze ścieków przemysłu spożywczego – 13.6.

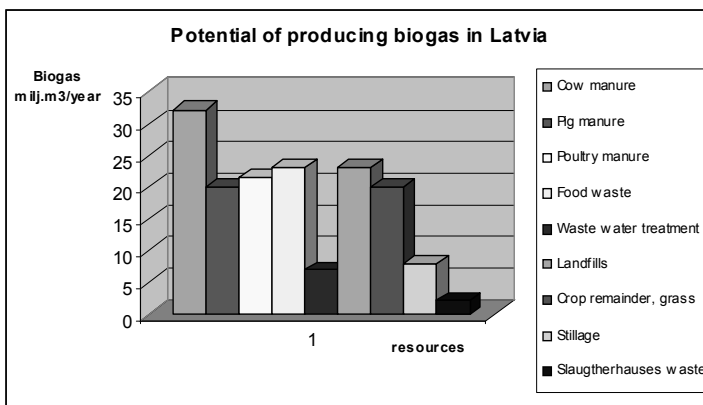
Tabela 3

Rodzaje biomasy/odpadów	Sucha biomasa t/rok	Biogaz mln. m ³ /rok	Energia GWh/rok
Gnojowica krowia	107300	32,2	193,3
Gnojowica świńska	44400	20	118,8
Gnojowica drobiowa	43159	21,6	129,5
Odpady żywnościowe	57500	23	138
Osady ściekowe	23000	7	42
Wysypiska	400000	23	138
Odpady zbożowe, trawa	80000 (800000)	20 (200)	120 (1200)
Wywar gorzelniany	20000	8	64

Odpady rzeźnicze	3500	2,1	12,6
------------------	------	-----	------

Szacowano, że całkowita ilość biogazu możliwa do uzyskania wynieść może około 170 mln. m³ rocznie. Program ten był jednak raczej deklaracją, ponieważ nigdy nie uzyskał realnego wsparcia finansowego.

W ramach Programu przewidywano podwójną taryfę dla elektryczności AER, ale Latvenergo, jako jedyne monopolista na rynku dostarczania energii zablokował ten projekt.



Obecnie możliwości produkcji biogazu z odpadów rolnych zmieniają się. Ilość odpadów jest mniejsza, ponieważ zmniejszeniu uległa także hodowla zwierząt. Na Łotwie istnieją duże obszary wolnych gruntów uprawnych, co stwarza nowe możliwości dla produkcji biogazu przy zastosowaniu roślin takich jak kukurydza, słonecznik czy wysoko wydajne trawy energetyczne.

4. Program biogazowy 2007-2013

W związku z drastycznym wzrostem cen na energię elektryczną w ostatnich latach, obserwuje się rosnące zainteresowanie alternatywnymi źródłami energii w szczególności biogazu. W bieżącym roku Rząd zaakceptował priorytety dla energetyki na następne 10 lat. Ogólne cele Programu są następujące:

- zaspokojenie pełnego zapotrzebowania na energię elektryczną do roku 2016 wymaga 700 MWh nowych mocy;
- zużycie lokalnych zasobów energii wzrośnie od 65 do 82 PJ w roku 2016;
- w roku 2010 produkcja energii elektrycznej z AER stanowić będzie 49,3%;
- do roku 2016 zwiększy się liczba jednostek kogeneracyjnych na biomasę, dla realizacji tego celu przewiduje się 90 milionów LVL.

W poprzednich latach poziom cen biogazu nie mógł konkurować z poziomem cen gazu ziemnego. Obecnie cena gazu ziemnego wzrosła przeszło trzykrotnie w stosunku do roku 1995. Fakt ten stanowił czynnik zachęcający Ministerstwo Środowiska do zainicjowania Programu Biogazowego 2007-2013.

W ramach tego programu przewiduje się:

- realizację projektów budowy 2-3 biogazowni (w sumie 13 w okresie 2007-2013);
- wsparcie finansowe z budżetu państwa dla projektów biogazowych w wysokości 0,7-14 milionów LVL (w sumie 3,4 mln. LVL).

Jednak znowu realizacja Programu pozostaje w sferze dobrych życzeń. Do chwili obecnej żadne

wsparcie finansowe nie miało miejsca. Czynniki oficjalnie nie wypowiadają się na temat Programu.

5. Najnowsze działania

Wsparcie dla odnawialnych źródeł energii realizowane jest poprzez system taryf gwarantowanych wprowadzony w roku 2009. System ten wydaje się korzystny (0,13 LVL/kWh). Około 70 właścicieli wystąpiło o przyznanie pozwolenia i wyznaczenie kwoty energii elektrycznej do sprzedaży, ale tylko 32 z nich takie kwoty przydzielono. W 2010 roku zostanie ukończona budowa 10-ciu biogazowni. Ministerstwo Gospodarki planuje obniżenie ceny taryfowej, co może przyczynić się do trudności w realizacji kolejnych projektów biogazowych. Obecnie nowe ramy prawne dotyczące zasobów odnawialnych są przedmiotem dyskusji.

Obserwuje się pewien niewielki postęp, ale głównie na etapie działań wstępnych, niemniej wyrażam przekonanie, że technologia biogazowa będzie stopniowo rozwijana także na Łotwie.

Literatura

1. Vilis Dubrovskis, Imants Plūme, Indulis Straume, Andris Spīdāns, Biogas producing technologies in Latvia. Proceedings of 6th International scientific conference 24-25 May 2007 Jelgava.
2. www.biogas.org.
3. Latvijas enerģētika skaitļos, LIAA 2008.
4. Ola Palm, Bioenergy from agriculture and bioenergy in Sweden. Riga 26.03.2010.
5. Latvia in facts LIAA 2009.

BIOGAS IN LATVIA

Summary

The biogas history and state of art in Latvia is described. There were 21 laboratory bioreactors and many investigations done. The biogas plant at the pig farm worked during 18 years. Projects for biogas plant using manure from farm with 24 000 pigs and 1,3 million birds were made but are not yet realised. Today biogas is produced in 6 factories. Biogas Programme 2007-2013, foreseen 2-3 biogas plants being build every year.

*Urszula Gołębiowska**

PRODUKCJA RZEPAKU W POLSCE W KONTEKŚCIE NARODOWEGO CELU WSKAŹNIKOWEGO (THE NATIONAL INDEX TARGET)

Streszczenie

Spośród biopaliw płynnych najbardziej praktyczne znaczenie ma produkcja biodiesla z olejów roślinnych.

Unia Europejska wprowadza przepisy, które zobowiązują koncerny paliwowe do stosowania w benzynie i oleju napędowym domieszek biopaliw. W związku z tym dynamicznie rośnie popyt na olej rzepakowy.

Aby sprostać wyzwaniom rynku Polska podobnie jak inne kraje europejskie musi zwiększyć (prawie dwukrotnie) areał uprawy rzepaku.

Badanie przeprowadzone wśród producentów rzepaku województwa zachodniopomorskiego dowodzą wzrostu udziału rzepaku w strukturze zasiewów, a plany na następne lata zakładają jego wzrost jeszcze o ponad 30%.

* Politechnika Koszalińska, Zakład Polityki Ekonomicznej i Regionalnej.

Wstęp

Kryzys energetyczny lat siedemdziesiątych zwrócił uwagę na paliwa alternatywne wszędzie tam, gdzie wykorzystywano głównie produkty ropy naftowej.

Spośród biopaliw płynnych najbardziej praktyczne znaczenie (obok stosowania dodatku alkoholu etylowego do benzyny) ma produkcja biodiesla z olejów roślinnych.

Unia Europejska wprowadza przepisy, które zobowiązują koncerny paliwowe do stosowania w benzynie i oleju napędowym domieszek biopaliw.

Powoduje to dynamicznie rosnący popyt na ziarno rzepakowe, a to z kolei rodzi potrzebę oszacowania potencjału produkcyjnego tej rośliny w Polsce i Unii Europejskiej.

1. Produkcja rzepaku w Polsce na tle Unii Europejskiej

Rzepak to podstawowa roślina oleista uprawiana w Europie Zachodniej i Środkowej. W Europie w całkowitej powierzchni uprawy roślin oleistych jego udział wynosi 80 %, natomiast w Polsce przekracza 95%¹.

W czterech krajach (Niemcy, Francja, Polska i Wielka Brytania) uprawia się ponad 70 % areалу rzepaku w całej UE.

¹ St. Kruszyński, J. Boryca, J. Chruściel, Rzepak jako źródło czystej energii, „Czysta Energia” nr 4/2008, s. 24-25.

Tabela 1. Powierzchnia uprawy rzepaku w Unii Europejskiej [w tys. ha].

Kraje	2004-2008	2007	2008	2009	Zmiany w % 2009/2008
Niemcy	1395	1548	1371	1471	7,3
Francja	1361	1618	1421	1459	2,7
Polska	656	797	771	810	5,1
Wielka Brytania	600	681	598	530	-11,4
Pozostałe kraje	1509	1924	2042	1997	-0,2
UE27	5521	6568	6203	6267	1,0

Źródło: opracowanie IERiGŻ-BIP na podstawie danych Oil Word nr 38/2009, „Rynek rzepaku stan i perspektywy” nr 36/2009, s. 10.

W produkcji dominują ozime odmiany rzepaku, które dają zdecydowanie większe i bardziej regularne plony niż odmiany jare².

Należy pamiętać, że wobec rosnącego popytu na olej rzepakowy ze strony przemysłu paliwowego, państwa europejskie będą zwiększać areał produkcji rzepaku. Poniższa tabela ilustruje ocenę potencjału produkcji rzepaku dokonaną przez European Oilseed Alliance.

² J. Kuś, Uwarunkowania możliwości wzrostu produkcji rzepaku na cele energetyczne na Lubelszczyźnie. Materiały z konferencji *Odnawialne źródła energii na Lubelszczyźnie – promocja i możliwości rozwoju*, Lublin, grudzień 2007.

Tabela 2. Potencjał produkcji rzepaku w krajach UE.

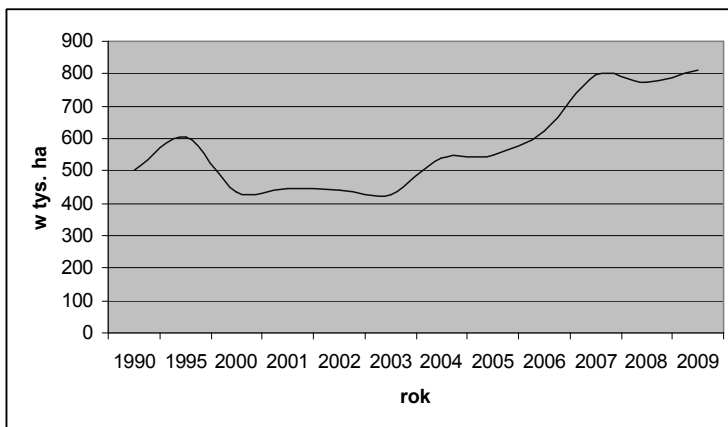
Kraj	Powierzchnia uprawy w tys. ha	
	2006	Potencjał w 2020
Polska	620	1200
Niemcy	1430	1800
Francja	1400	2000
Wielka Brytania	570	700
UE 25	5300	7800
UE 27	5400	8400
Rosja (RU)	540	1500
Ukraina (UKR)	390	1200
Turcja (TUR)	0	200

Źródło: dane European Oilseed Alliance, lipiec 2007.

Do akcesji Polski do Unii Europejskiej, z niewielkimi wahaniami areał uprawy rzepaku wynosił niewiele ponad 400 tys. ha.

Powierzchnia uprawy rzepaku rośnie w Polsce wyraźnie od 2003 roku (wykres 1). Wpłynęły na to ceny rzepaku, które kształtowały się na korzystnym poziomie w stosunku do cen zbóż.

Wykres 1. Powierzchnia uprawy rzepaku w Polsce.



Źródło: dane GUS.

Rekordowy pod tym względem był rok 2007, kiedy to rzepak uprawiało 4 % (ponad 78 tys.) gospodarstw³.

W 2008 roku zainteresowanie produkcją rzepaku było mniejsze z powodu mniej korzystnych relacji cenowych w stosunku do zbóż.

Łączne zapotrzebowanie na olej rzepakowy zużywany na cele spożywcze i energetyczne prognozowane do 2013 roku wymaga wzrostu produkcji rzepaku z 1,5 mln ton średnio w pięcioleciu (2003-2007) do 3,2 mln ton w 2013 roku (tabela 3). Osiągnięcie tak znaczącego wzrostu produkcji rzepaku, zwłaszcza w tak krótkim czasie, będzie bardzo trudne. Rzepak jest

³ W. Dzwonkowski, W. Łopaciuk, M. Krzemiński (IERiGŻ-PIB), Wpływ uwarunkowań prawnych, ekonomicznych, środowiskowych oraz zmian zachodzących na światowym rynku na rozwój rynku zbóż, roślin oleistych i wysokobiałkowych w Polsce, www.minrol.pl (05.08.2009), s. 34.

bowiem rośliną o dużych wymaganiach glebowych i klimatycznych, konkurującą o ziemię z uprawą buraków, pszenicy i innych zbóż o wysokiej wydajności z jednostki powierzchni (kukurydzy, jęczmienia). Dlatego przewiduje się, że zwiększenie areалу uprawy rzepaku będzie następowało przede wszystkim kosztem zbóż. Oznacza to, że w perspektywie do 2013 roku trzeba wycofać z produkcji zbóż około 300-350 ha.

Tabela 3. Zapotrzebowanie na rzepak

Wyszczególnienie	Jedn. miary	2008	2009	2010	2013
Zapotrzebowanie na rzepak na cele spożywcze	tys. ton	1000	1000	1100	1200
Zużycie ON	tys. ton	8500	9400	10300	12000
Udział estrów w ON ⁴	%	3,45	4,60	5,75	7,10
Zapotrzebowanie na estry	tys. ton	324	477	654	796
Zapotrzebowanie na rzepak na cele energetyczne	tys. ton	809	1193	1634	1989
Całkowite zapotrzebowanie na rzepak	tys. ton	1809	2193	2734	3189

Źródło: E. Rosiak, Krajowy rynek rzepaku w sezonie 2008/09. „Kurier Magazyn Bayer CropScience dla nowoczesnego rolnika” 2/2008.

⁴ Udział według wartości energetycznej paliw, zgodny z Narodowymi Celami Wskaźnikowymi.

Nie musi to jednak prowadzić do spadku produkcji zbóż. Przy dużym udziale zbóż w powierzchni zasiewów (ponad 73 % w 2007 roku)⁵ wzrost areału uprawy rzepaku poprawi gospodarkę płodozmianową i tym samym przyczyni się do beznakładowego wzrostu ich plonów⁶. Ponadto istnieją duże możliwości wzrostu plonów zbóż (i rzepaku) przez poprawę agrotechniki⁷ i wzrost kwalifikacji i umiejętności zawodowych rolników.

O tym, czy rolnik decyduje się na uprawę rzepaku, decydują również i inne czynniki, w tym między innymi opłacalność jego produkcji względem pszenicy, gdyż są to rośliny „rywalizujące” o ziemię.

Tabela 4. Porównanie opłacalności produkcji rzepaku i pszenicy.

Wyszczególnienie		2005	2006*	2007	2008*	2009
Rzepak ozimy						
Wartość produkcji	zł/ha	2435	2822	2904	4008	3598
Koszty ogółem	zł/ha	1827	2258	2396	2975	3303
Dopłaty bezpośrednie	zł/ha	507	586	593	627	888
Dochód ogółem	zł/ha	1115	1150	1102	1660	1182

⁵ Www.stat.gov.pl.

⁶ E. Rosiak, Krajowy rynek rzepaku w sezonie 2008/09. „Kurier Magazyn Bayer CropScience dla nowoczesnego rolnika” 2/2008, s. 7.

⁷ Prawidłowe nawożenie, pełna ochrona roślin, stosowanie kwalifikowanego materiału siewnego itp.

Pszenica ozima						
Wartość produkcji	zł/ha	1526	2186	4145	3185	2634
Koszty ogółem	zł/ha	1328	1759	1892	2391	2598
Dopłaty bezpośrednie	zł/ha	507	579	596	608	864
Dochód ogółem	zł/ha	705	1006	2849	1402	900
Relacje rzepak / pszenica						
Wartość produkcji		1,60	1,29	0,70	1,26	1,36
Koszty ogółem		1,37	1,28	1,27	1,24	1,27
Dopłaty bezpośrednie		1,00	1,01	0,99	1,04	1,03
Dochód ogółem		1,58	1,14	0,39	1,18	1,31

* lata 2006 i 2008 – dane rzeczywiste; lata 2005, 2007 i 2009 – dane szacunkowe

Źródło: Rynek oleistych w Polsce, „Rynek rzepaku. Stan i perspektywy” listopad 2009, IERiGŻ-PIB Warszawa.

Jak wynika z porównania wartości produkcji i kosztów oraz uzyskanych dochodów, uprawa rzepaku jest ekonomicznie korzystniejsza niż pszenicy (za wyjątkiem 2007 roku, kiedy to odnotowano rekordowe ceny zbóż).

Uprawa rzepaku, ze względu na wysokie wymagania nie tylko glebowe, ale techniczno-organizacyjne, zajmuje się niewielka liczba gospodarstw (tabela 5).

Tabela 5. Liczba gospodarstw z uprawą rzepaku (według grup obszarowych).

	2002	2005	2007	2002	2005	2007
	w liczbach bezwzględnych			w %		
Ogółem w grupach obszaro- wych UR:	42982	54560	78287	100,0	100,0	100,0
< 1 ha	3702	1302	1814	8,6	2,4	2,3
1-5 ha	4305	8938	15475	10,0	16,4	19,8
5-10 ha	6740	9160	14906	15,7	16,8	19,0
10-20 ha	10620	13197	18097	24,7	24,0	23,1
20-50 ha	10945	13638	17135	25,5	25,0	21,9
50-100 ha	3344	4404	6190	7,8	8,1	7,9
> 100 ha	3326	4009	4671	7,7	7,3	6,0

Źródło: GUS, www.stat.gov.pl (07.08.2009).

Według spisu rolnego w 2002 roku, w Polsce rzepak był uprawiany w niespełna 43 tysiącach gospodarstw. Po akcesji, gdy rzepak zaczął być postrzegany jako roślina, której uprawa jest wysoko opłacalna, liczba jego producentów prawie się podwoiła⁸. Uprawą rzepaku zaczęły być zainteresowane również gospodarstwa małe, nawet kilku hektarowe, czego konsekwencją był ponad trzykrotny wzrost producentów rzepaku w grupie obszarowej od 1 do 5 ha i ponad dwukrotny w gospodarstwach o powierzchni od 5 do 10 ha. Zwiększyła się też liczba producentów rzepaku posiadających 50 i więcej hektarów użytków rolnych, ale w mniejszym stopniu niż „małych” producentów.

⁸ W 2007 roku – 78,3 tys.

W 2002 roku odsetek gospodarstw zajmujących się uprawą rzepaku wynosił 1,4 %, w 2005 r. – 2 %, a w 2007 stanowił już 3 %, a więc na przestrzeni 5 lat zwiększył się ponad dwukrotnie (tabela 6).

Tabela 6. Udział gospodarstw – producentów rzepaku w ogólnej liczbie gospodarstw.

Wyszczególnienie	2002	2005	2007
	w %		
Ogółem	1,4	2,0	3,0
w tym w grupach obszarowych UR:			
< 1 ha	0,4	0,1	0,2
1-5 ha	0,4	0,9	1,5
5-10 ha	1,6	2,4	3,7
10-20 ha	4,0	5,3	7,4
20-50 ha	11,4	13,7	16,7
> 50 ha	16,8	20,5	25,7

Źródło: GUS, www.stat.gov.pl (07.08.2009).

Jak wynika z powyższej tabeli, uprawa rzepaku jest domeną dużych gospodarstw.

Wzrostowi powierzchni uprawy rzepaku w niewielkim stopniu towarzyszyły procesy poprawiające strukturę produkcji, gdyż przeciętny areal przypadający na jedno gospodarstwo w 2007 roku był podobny jak w 2002 roku.

Tabela 7. Przeciętna powierzchnia uprawy rzepaku w grupach obszarowych gospodarstw.

Wyszczególnienie	2002	2005	2007	2005	2007	2007
	w ha			=100	=100	=100
Ogółem w grupach obszarowych UR:	10,21	10,08	10,18	98,7	100,9	99,6
< 1 ha	0,06	0,62	0,56	1037,8	90,5	938,8
1-5 ha	1,45	1,42	1,38	98,2	96,6	94,9
5-10 ha	2,18	2,27	2,44	104,4	107,2	111,9
10-20 ha	3,07	3,30	3,79	107,7	114,7	123,5
20-50 ha	5,53	5,93	7,34	107,3	123,9	132,9
50-100 ha	12,10	13,32	16,56	110,1	124,3	136,8
> 100 ha	85,49	83,08	94,47	97,2	113,7	110,5

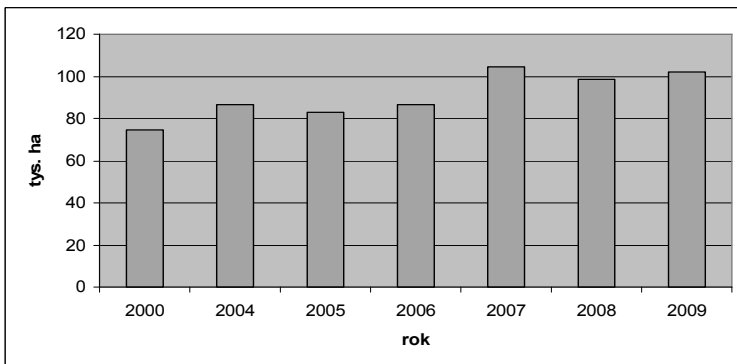
Źródło: GUS, www.stat.gov.pl (07.08.2009).

Praktycznie nie uległa zmianie (lub zmiana była minimalna) przeciętna powierzchnia uprawy rzepaku w gospodarstwach o powierzchni 1 do 10 ha. Wyraźniejszy wzrost odnotowano w gospodarstwach większych, a zwłaszcza z przedziału 50-100 ha, gdzie przeciętny areal uprawianego rzepaku zwiększył się o prawie 37%.

2. Stan i perspektywy uprawy rzepaku w województwie zachodniopomorskim

Województwo zachodniopomorskie to jedno z czterech województw (ponadto kujawsko-pomorskie, wielkopolskie i dolnośląskie), w których uprawa rzepaku w 2009 r. przekroczyła areal 100 tys. ha.

Wykres 2. Powierzchnia uprawy rzepaku w województwie zachodniopomorskim.



Źródło: GUS, www.stat.gov.pl (8.04.2010).

W planach właścicieli jest dalszy wzrost udziału rzepaku w strukturze zasiewów od 21 do 35,5 % w 2010 roku (tabela 8). Tak wysoki udział rzepaku wynika z ograniczenia produkcji zwierzęcej w dużych gospodarstwach, gdzie rzepak pełni również rolę rośliny fitosanitarnej, gdyż zboża w strukturze zasiewów zajmują (średnio) 75 %.

W 2009 roku przeprowadzono badania ankietowe wśród producentów rzepaku w województwie zachodniopomorskim. Do badań wybrano losowo po 20 gospodarstw z pięciu grup obszarowych (10-50 ha, 50-100 ha, 100-300 ha, 300-500 ha i pow. 500 ha).

Respondenci odpowiedzieli, między innymi, na pytania dotyczące skali uprawy rzepaku w latach 2007 i 2008 oraz planów zasiewu tej rośliny w latach 2009 i 2010.

Uzyskane wyniki zawarto w tabeli 8.

Tabela 8. Zasiwy rzepaku – trendy w województwie zachodniopomorskim (2007-2010).

Liczba gospodarstw	Prze- dział obsza- rowy	Po- wierzch- nia grun- tów ornych	Areał uprawy rzepaku w badanych gospodarstwach			
			2007		2008	
			ha	%	ha	%
20	10-50	588	112	19	120	24,4
20	51-100	1339	352	26,3	417	31,1
20	101- 300	3046	845	27,8	911	29,9
20	301- 500	7056	993	14,1	1133	16,1
20	>500	18957	5081	26,8	4564	24,6
Razem		30986	7383	23,8	7145	23,05

Liczba gospodarstw	Prze- dział obsza- rowy	Po- wierzch- nia grun- tów ornych	Areał uprawy rzepaku w badanych gospodarstwach			
			2009		2010 (plan)	
			ha	%	ha	%
20	10-50	588	136,5	23,2	134	22,8
20	51-100	1339	426	31,8	476	35,5
20	101- 300	3046	960	31,5	940	30,9
20	301- 500	7056	1419	20,1	1479	21
20	>500	18957	6559	34,6	6440	33,9
Razem		30986	9500,5	30,1	9469	30,06

Źródło: badania własne.

W badanych gospodarstwach, podobnie jak w całym kraju i województwie, spadł areal zasiewu rzepaku (o 238 ha, tj. 3,2 %) w 2008 roku w stosunku do 2007 roku. Widać jednak pewną różnicę, podczas gdy w kraju zmniejszyły zasiewy gospodarstwa małe, w województwie zachodniopomorskim ograniczyły areal zasiewu te największe o powierzchni powyżej 500 ha.

Sytuacja radykalnie zmieniła się w 2009 roku, gdyż właściciele badanych gospodarstw planowali zwiększyć areal zasiewu rzepaku o 2355,5 ha (33 %) w stosunku do zasiewów w 2008 roku. Wzrost arealu zasiewów planowali właściciele i użytkownicy gospodarstw w każdej z badanych grup obszarowych. W roku następnym (2010) powierzchnia rzepaku pozostanie na podobnym poziomie (zmniejszenie w 100 badanych gospodarstwach zaplanowano na 0,04 %). Gospodarstwa z przedziałów obszarowych: 10-50 ha zamierzają zmniejszyć zasiewy o 0,4 %, 101-300 ha o 0,6 % i pow. 500 ha o 0,7 %. Właściciele i użytkownicy gospodarstw o powierzchni 51 do 100 ha zaplanowali wzrost powierzchni uprawy rzepaku o 3,7 %.

Ze względu na sytuację na rynku rzepaku (dobre ceny i rosnący popyt – również ze strony przemysłu paliwowego) trend wydaje się być trwały, co jest spójne z koniecznością wzrostu produkcji (z 1,5 mln ton w 2007 r.) rzepaku do 3,2 mln ton w 2013 r.

Podsumowanie

Jedynym możliwym sposobem, który doprowadzi, w ciągu kilku najbliższych lat, do takiego arealu uprawy, aby zaspokoić rosnący popyt przemysłu spożywczego

i paliwowego na olej rzepakowy, jest zwiększenie udziału rzepaku w strukturze zasiewów.

Taki trend widać na wykresach obrazujących powierzchnię zasiewu rzepaku w Polsce (wzrost w 2009 r w stosunku do 2008 r, o 5,1 %) i w województwie zachodniopomorskim (wzrost o 3,6 %). Zmiany te jednak nie są tak wyraźne jak w przypadku badanych gospodarstw.

W ankietowanych gospodarstwach, w badanym okresie (2007 – 2010) areał uprawy rzepaku w strukturze zasiewów (na gruntach ornych) zwiększa się z 23,8 do 30,06 %.

Bibliografia

1. Dzwonkowski W., Łopaciuk W., Krzemiński M. (IERiGŻ-PIB), Wpływ uwarunkowań prawnych, ekonomicznych, środowiskowych oraz zmian zachodzących na światowym rynku na rozwój rynku zbóż, roślin oleistych i wysokobiałkowych w Polsce, www.minrol.pl (05.08.2009).
2. Kuś J. (IUNG), Uwarunkowania możliwości wzrostu produkcji rzepaku na cele energetyczne na Lubelszczyźnie. Materiały z konferencji *Odnawialne źródła energii na Lubelszczyźnie – promocja i możliwości rozwoju*, Lublin, grudzień 2007.
3. Produkcja, koszty i dochody wybranych produktów rolniczych w latach 2002-2005, IERiGŻ-PIB, Warszawa 2006.
4. Produkcja, koszty i dochody wybranych produktów rolniczych w latach 2006-2007, IERiGŻ-PIB, Warszawa 2008.

5. Rosiak E., Krajowy rynek rzepaku w sezonie 2008/09. „Kurier Magazyn Bayer CropScience dla nowoczesnego rolnika” 2/2008.
6. Rynek oleistych w Polsce, „Rynek rzepaku. Stan i perspektywy”, IERiGŻ-PIB Warszawa listopad 2009.
7. [Www.stat.gov.pl](http://www.stat.gov.pl).

THE PRODUCTION OF OILSEED RAPE IN POLAND IN VIEW OF THE NATIONAL INDEX TARGET

Summary

Among liquid biofuels the most practical meaning has the biodiesel production from vegetable oil.

The European Union has been introducing regulations that oblige fuel corporations to use admixture of biofuels in petrol and diesel fuel oil. That is why, the demand for the rapeseed oil is dynamically increasing.

In order to cope with the market's challenges, Poland must increase (almost twice) the acreage of the rape sowing similarly to other European countries.

The research conducted among rape manufacturers in Western Pomeranian voivodeship indicate that the growth of the rape participation in the structure of sowings, and plans for next years assume its expansion to more than 30%.

Waldemar Gostomczyk*

OCENA EFEKTYWNOŚCI INWESTYCJI BIOGAZOWYCH

Streszczenie

W pracy przedstawiono ocenę efektywności inwestycji biogazowych oraz stan i perspektywy rozwoju rynku energetyki biogazowej. Scharakteryzowano inwestycje biogazowe w Polsce oraz czynniki wpływające na efektywność biogazowi. Rozwój biogazowni należy rozpatrywać w powiązaniu z możliwością poprawy stanu ekologicznego i utylizacji odpadów organicznych.

Wstęp

Do 2020 roku Polska ma uzyskać 15% energii odnawialnej w bilansie energii finalnej. Cel ten został postawiony przez Komisję Europejską i zapisany w Pakiecie energetycznym. Polska wstępując do Unii Europejskiej zobowiązała się zrealizować przyjęte cele, pomimo niskiego wskaźnika wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) w wyjściowym okresie realizacji tego planu i silnego uzależnienia od paliw kopalnych, będących podstawą polskiej gospodarki energetycznej. W realizacji nowej polityki energetycznej

* Instytut Ekonomii Zarządzania, Zakład Polityki Ekonomicznej i Regionalnej, Politechnika Koszalińska.

wspólnoty europejskiej ważną rolę może odegrać polskie rolnictwo. Polska wśród wszystkich krajów UE zajmuje 3 pozycję pod względem zasobów ziemi. Aktualny stan jej wykorzystania stwarza szansę znacznego zwiększenia produkcji biomasy wykorzystywanej w celach energetycznych. Wytwarzana biomasa może być spożytkowana w procesie bezpośredniego spalania do produkcji energii elektrycznej i ciepłej oraz może zostać poddana przetworzeniu w procesie fermentacji do postaci biogazu. Priorytetowym sposobem uzyskiwania energii w początkowym okresie tworzenia rynku odnawialnych źródeł i ich wykorzystania powinno być przetwarzanie surowców odpadowych, ubocznych, szczególnie tych, które mogą stanowić zagrożenie dla stanu środowiska naturalnego. Do nich zaliczamy przede wszystkim gnojowicę i inne odchody zwierzęce oraz odpady poprodukcyjne.

Stan aktualny i perspektywy rozwoju rynku energetyki biogazowej

Według statystyk prowadzonych przez Urząd Regulacji Energii na koniec 2008 roku w Polsce zainstalowanych było 103 elektrowni biogazowych. Aż 66 z nich wytwarza energię z biogazu składowiskowego, kolejnych 35 z oczyszczalni ścieków, a tylko 2 z biogazu rolniczego. Na początku 2010 roku liczba biogazowni rolniczych wzrosła do 6 z czego 5 jest własnością firmy Poldanor. Według rządowych projektów m.in. „Innowacyjna Gospodarka – Rolnictwo Energetyczne”, „Biogazownia w każdej gminie” i „Biogazownie Rolnicze – System Zielonych Inwestycji” do 2020 roku w Polsce może powstać 2,5 tys. zakładów biogazowych.

Były by to małe, wydajne jednostki o mocy 1-2 MW, pozwalające uzyskać łączną moc rzędu 3 tys. MW. Jest to moc porównywalna do planowanej elektrowni atomowej. Rządowe analizy szacują łączne koszty inwestycyjne na poziomie około 40 mld zł, przy założeniu kosztu budowy 1 MW mocy produkcyjnej w postaci biogazowni w wysokości 12-14 mln zł. Przeprowadzone przez autora analizy pozwalają twierdzić, że cele te można osiągnąć przy niższych nakładach.

W latach 2001-2008 pozyskiwany biogaz pochodził głównie z wysypisk odpadów i oczyszczalni ścieków. W omawianym okresie ilość pozyskiwanego gazu stale wzrastała. W większości paliwo to zostało wykorzystane na wsad przemian energetycznych w elektrociepłowniach i ciepłowniach. W strukturze zużycia biogazu w 2008 roku na wsad przemian energetycznych zużyto 55% pozyskanego biogazu a 45% stanowiło zużycie końcowe.

Tabela 1. Bilans biogazu w Polsce w latach 2001-2008 [TJ].

Wyszczególnienie	2001	2002	2003	2004
Pozyskanie ogółem	1477	1353	1624	1941
Pozyskanie z wysypisk odpadów	544	628	704	636
Pozyskanie z oczyszczalni ścieków	933	725	896	1297
Pozostały biogaz	-	-	24	8

Zużycie na wsad przemian, z tego:	563	615	861	1293
Elektrownie zawodowe	-	-	127	57
Ciepłownie zawodowe	29	5	19	-
Elektrociepłownie przemysłowe	532	609	714	1236
Ciepłownie przemysłowe	2	1	1	-
Zużycie własne sektora	12	18	-	16
Zużycie końcowe (finalne)	902	720	763	632

Wyszczególnienie	2005	2006	2007	2008
Pozyskanie ogółem	2243	2613	2708	5515
Pozyskanie z wysypisk odpadów	649	791	879	1432
Pozyskanie z oczyszczalni ścieków	1586	1803	1802	3976
Pozostały biogaz	8	19	27	107
Zużycie na wsad przemian, z tego:	1820	2021	2305	3037
Elektrownie zawodowe	21	18	15	-
Ciepłownie zawodowe	-	2	4	19

Elektrociepłownie przemysłowe	1798	2001	2286	3016
Ciepłownie przemysłowe	1	-	-	2
Zużycie własne sektora	12	15	28	17
Zużycie końcowe (finalne)	411	577	375	2461

Źródło: opracowanie własne na podstawie tabel 13-16: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008r., GUS, Warszawa 2009, s.32-36.

Tabela 2. Produkcja biogazu [w ktoe] i energii elektrycznej [w GWh] z biogazu w krajach Unii Europejskiej w 2007 roku.

Kraj/ Land	Biogaz z wysypisk odpadów / Landfill Gas	Biogaz z oczyszczalni ścieków / Sewage Sludge Gas	Pozostały biogaz / Other biogas
Niemcy/Germany	416,4	270,2	1696,5
Wielka Brytania/UK	1393,1	199,0	-
Włochy/Italy	357,7	1,0	47,5
Francja/France	325,0	51,3	3,7
Hiszpania/Spain	259,6	49,1	27,3
Holandia/Netherlands	43,2	48,0	82,8
Austria/Austria	10,7	2,0	126,4
Dania/Danmark	10,2	20,7	62,6
Szwecja/Sweden	19,1	52,4	19,1
Belgia/Belgium	48,1	18,0	12,5
Czechy/Czech Rep.	29,4	32,1	17,0
Polska/Poland	19,1	43,0	0,5

Grecja/Greece	38,0	9,8	-
Finlandia/Finland	26,4	10,3	-
Irlandia/Ireland	23,9	7,9	1,7
Węgry/Hungary	2,1	12,4	5,7
Portugalia/Portugal	-	-	15,4
Słowenia/Slovenia	7,6	0,6	3,8
Luksemburg/Luxembourg	-	-	10,0
Słowacja/Slovakia	0,5	7,6	0,5
Łotwa/Latvia	5,4	2,2	0,0
Estonia/Estonia	3,1	1,1	-
Litwa/Lithuania	1,6	0,8	-
Cypr/Cyprus	-	-	0,2
Ogółem UE/Total EU	3040,0	839,3	2133,1

Kraj/ Land	Ogółem / Total [ktoe]	Produkcja energii elektrycznej z biogazu / Electricity production from biogas [GWh]	Energia z biogazu na mieszkańca [toe/1000 mieszkańców] / Primary biogas energy production per inhabitant [toe/1000 inhab.]
Niemcy/Germany	2383,1	9520,0	29,0
Wielka Brytania/UK	1592,1	5194,7	26,7
Włochy/Italy	406,2	1381,9	6,9
Francja/France	380,0	637,7	4,9
Hiszpania/Spain	336,0	687,1	7,4
Holandia/Netherlands	174,0	497,4	10,6

Austria/Austria	139,1	492,6	16,8
Dania/Danmark	93,5	270,6	18,0
Szwecja/Sweden	90,6	36,0	3,0
Belgia/Belgium	78,6	279,4	7,4
Czechy/Czech Rep.	78,5	175,3	7,6
Polska/Poland	62,6	160,1	1,6
Grecja/Greece	47,8	175,3	4,3
Finlandia/Finland	36,7	22,3	6,9
Irlandia/Ireland	33,5	118,8	7,8
Węgry/Hungary	20,2	22,1	2,0
Portugalia/Portugal	15,4	65,4	1,5
Słowenia/Slovenia	11,9	48,2	5,9
Luksemburg/ Luxembourg	10,0	36,6	21,0
Słowacja/Slovakia	8,6	4,0	1,6
Łotwa/Latvia	7,5	36,9	b.d.
Estonia/Estonia	4,2	14,1	3,1
Litwa/Lithuania	2,5	6,3	0,7
Cypr/Cyprus	0,2	1,4	0,2
Ogółem UE/Total EU	6012,4	19931,9	11,9

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Etat des energies renouvelables en Europe, edition 2008, 8 bilan EurObserver s.48-49 oraz Barometre Biomasse Solide – Euroobserver, December 2009, tab. 4.

Największymi producentami biogazu i energii elektrycznej z tego źródła są Niemcy i Wielka Brytania. Kraje te również charakteryzują się najwyższymi przelicznikami na mieszkańca. Dane statystyczne pokazują istotne różnice w produkcji i wykorzystaniu biogazu pomiędzy starymi i nowymi członkami Unii Europejskiej. W najbliższych latach te dysproporcje się zmniejszą ze względu na wysoką dynamikę przyrostu produkcji i wykorzystania biomasy rolniczej w nowych

państwach członkowskich. Główną przyczyną wysokiej dynamiki wzrostu są przyjęte Narodowe Cele Indykatywne oraz wymogi ochrony środowiska zobowiązujące do bardziej rygorystycznego przestrzegania prawa w dziedzinie rozwoju zrównoważonego.

Charakterystyka inwestycji biogazowych w Polsce

Jedyną firmą agrobiznesu, która w praktyce w szerszej skali realizuje inwestycje biogazowe jest Poldanor S.A. w gminie Przechlewo, woj. pomorskie. Koncepcja budowy biogazowni powstała jeszcze w 1999 roku. Po 6 latach uruchomiono pierwszą biogazownię w miejscowości Pawłówko, przy fermie trzody chlewnej. Długi okres finalizacji inwestycji wynikał z wielu problemów organizacyjno-technicznych, prawnych i finansowych, które udało się skutecznie pokonać, czego dowodem są kolejne biogazownie uruchamiane w następnych latach. Aktualnie czas budowy pojedynczej biogazowni wynosi około 6 miesięcy. Docelowo firma planuje uruchomić około 15 biogazowni, zlokalizowanych przy fermach hodowlanych, na terenie województw pomorskiego i zachodniopomorskiego.

Tabela 3. Charakterystyka biogazowni w Pawłówku.

Miejsce lokalizacji	Pawłówko
Data oddania instalacji	09.06.2005
Moc instalacji [MWe/MWc]	początkowo 0,725 MW, aktualnie 0,940/0,980

Pojemność zbiorników	- zbiornik fermentacji wstępnej 180 m ³ - dwa zbiorniki fermentacyjne każdy po 750m ³
Wykorzystywany surowiec	80 ton surowca na dobę (30 tys. ton rocznie), z czego: - 52 ton gnojowicy - 20 ton kiszonki kukurydzy - 8 ton odpadów
Produkcja biogazu	- na dobę 9500 m ³ - 3,4 mln m ³ /rok
Produkcja energii	- 21,6 tys. kWh/dobę - 8 mln kWh rocznie
Nakłady inwestycyjne	7 mln zł

Źródło: opracowanie własne.

W 2008 roku biogazownia w Pawłótku została rozbudowana o trzy nowe zbiorniki pofermentacyjne do składowania odgazowanej gnojowicy. Umożliwiło to przyjmowanie transportów gnojowicy z innych ferm oraz odpadów poprodukcyjnych. Wybudowano również odpowiednio utwardzony i zabezpieczony plac do przechowywania kiszonki kukurydzianej. Była to jedna z założonych inwestycji proekologicznych, gdyż z czysto produkcyjnego punktu widzenia nie przyniosła ona istotnych dochodów ale zabezpieczyła teren przed możliwymi zanieczyszczeniami wód gruntowych.

Tabela 4. Charakterystyka biogazowni w Płaszczycy.

Miejsce lokalizacji	Płaszczycza
Data oddania instalacji	21.04.2008
Moc instalacji [MWe/MWc]	0,625/0,692
Pojemność zbiorników	- dwa zbiorniki fermentacji wstępnej każdy po 300 m ³ - zbiornik na komponenty 300 m ³ - zbiornik fermentacyjny 1500 m ³
Wykorzystywany surowiec	63 tony surowca na dobę (23 tys. ton rocznie), z czego: - 50 ton gnojowicy - 10 ton kiszonki kukurydzianej - 3 tony odpadów
Produkcja biogazu	- 7000 m ³ na dobę - 2,5 mln m ³ /rok
Produkcja energii	- 14,5 tys. kWh/dobę - 5 mln kWh rocznie
Nakłady inwestycyjne	8 mln zł

Źródło: opracowanie własne.

Biogazownia w Płaszczycy jest małym, samowystarczalnym obiektem. Raz dziennie do instalacji dodawana jest kiszonka, która automatycznie zostaje wymieszana w zbiorniku mieszania komponentów. Pozostała część procesu produkcyjnego sterowana jest automatycznie. Biogazownia ta pozwoliła zaoszczędzić 110 tys. l oleju opałowego rocznie. Produkcja energii

elektrycznej odpowiada średniemu zapotrzebowaniu dla około 1600 gospodarstw domowych. Energia ta przede wszystkim jest zużywana na zaspokojenie potrzeb energetycznych spółki, natomiast nadwyżki sprzedawane są do sieci. Wytwarzana energia cieplna wykorzystywana jest na potrzeby technologiczne biogazowni oraz do ogrzewania własnych budynków.

Tabela 5. Charakterystyka biogazowni w Kujankach.

Miejsce lokalizacji	Kujanki
Data oddania instalacji	12.09.2008
Moc instalacji [MWe/MWc]	początkowo 0,330, docelowo 0,350
Pojemność zbiorników	Zbiorniki ziemne o pojemności 4000 m ³
Wykorzystywany surowiec	12 tys. ton surowca rocznie (gnojowica 33 tony dziennie)
Nakłady inwestycyjne	4 mln zł

Źródło: opracowanie własne.

Biogazownia w Kujankach rozpoczęła produkcję w grudniu 2008r. Początkowo zainstalowano tam tylko piec na biogaz, którego zadaniem było ogrzewanie fermy i podgrzewanie dużych zbiorników fermentacyjnych. Jest ona specyficzną instalacją w Poldanorze, gdyż zbiorniki fermentacyjne wykonano w formie tzw. lagun zamiast standardowych zbiorników betonowych. Rozwiązanie to sprawdziło się w praktyce. W 2009 roku zainstalowano generator prądu.

Tabela 6. Charakterystyka biogazowni w Koczale.

Miejsce lokalizacji	Koczała
Data oddania instalacji	15.04.2009
Moc instalacji [MWe/MWc]	2,126/2,176
Pojemność zbiorników	9300 m ³
Wykorzystywany surowiec	91 tys. ton rocznie, z czego: - 56 tys. ton gnojowicy - 25 tys. ton kiszonki kukurydzianej - 10 tys. ton gliceryny
Produkcja biogazu	- 22000 m ³ na dobę - 7,8 mln m ³ /rok
Produkcja energii	- 50 tys. kWh/dobę - energia elektryczna 18 mln kWh rocznie - energia cieplna ok. 19,5 mln kWh/rok
Nakłady inwestycyjne	16 mln zł

Źródło: opracowanie własne.

Biogazownia w Koczale jest dużą inwestycją, gdzie surowce przez dłuższy czas są zatrzymywane w zbiornikach fermentacyjnych. Podyktowane jest to tym, że znaczną częścią surowców jest kiszonka kukurydziana, która wymaga dłuższego okresu fermentacji, tak aby surowiec został odpowiednio rozłożony i przetworzony na biogaz. Przy produkcji 2,1 MWe jest ona w stanie zaopatrzyć zarówno fermę w Koczale oraz Wytwórnice pasz treściwych a nadwyżki sprzedawane są do sieci. W tym celu zbudowano własną

sieć elektryczną o długości 3,5 km wraz ze stacją transformatorową. Biogazownia w Koczale jest centrum dyspozycyjnym i zarządzania dla pozostałych biogazowni w okolicy. Pracownicy, którzy obsługują zmianę nocną w biogazowni mają za zadanie sprawować kontrolę także nad pozostałymi instalacjami za pomocą połączenia internetowego. W przypadku przestoju pracy silników pracownicy są zobowiązani dojechać na miejsce i ponownie uruchomić silnik, bądź powiadomić mechaników. Dla uzyskania wysokiej efektywności ważne jest, by gaz produkowany był bez przerw i zakłóceń i wykorzystywany był w silnikach do produkcji energii elektrycznej. Biogazownia ta pokrywa zapotrzebowanie energetyczne dla około 35-40 tys. gospodarstw domowych. Podstawowym mankamentem biogazowni w Koczale jest niskie wykorzystanie energii cieplnej. Za pomocą 16 wentylatorów jest ona wydmuchiwana do atmosfery tak aby zabezpieczyć właściwą temperaturę silnika napędzającego generator. Jest to kwestia do przemyśleń, jak produkowane ciepło można by efektywnie wykorzystać. Najbliższe osiedle mieszkaniowe jest kilka kilometrów od biogazowni dlatego wykorzystanie ciepła w celach grzewczych przy takiej odległości byłoby kosztowne.

Firma Poldanor 5 czerwca 2009 roku rozpoczęła budowę piątej biogazowni. Jest to pierwsza inwestycja tego typu w województwie zachodniopomorskim w miejscowości Naclaw w gminie Polanów. Planowano ją zakończyć w grudniu 2009 roku, ale ze względu na ciężką zimę uruchomienie nastąpi wiosną 2010 roku. Zlokalizowano ją przy fermie trzody chlewnej, z której będzie pochodził podstawowy surowiec w postaci

gnojowicy. Biogazownia rocznie produkować będzie około 2,3 mln m³ biogazu, który będzie utylizowany w module kogeneracyjnym o mocy elektrycznej 625 kW i mocy cieplnej 692 kW. Zapewni to produkcję energii elektrycznej w ilości 5,3 mln kWh i cieplnej około 5,9 mln kWh rocznie. Szacuje się, że nowa biogazownia będzie w stanie zasilić około 1200 gospodarstw domowych średniej wielkości w energię elektryczną. Całkowity koszt inwestycji wynosi około 8 mln zł.

Kolejna biogazownia powstanie w Uniechówku przy fermie trzody chlewnej, w gminie Debrzno. Ma ona kosztować 10 mln zł a zakończenie budowy planowane jest na koniec sierpnia 2010 roku. Działanie biogazowni oparte zostanie na fermentacji metanowej gnojowicy pochodzącej z fermy. Produkować będzie około 4,2 mln m³ biogazu, który napędzać będzie moduł kogeneracyjny o mocy elektrycznej 1063 kW i 1103 kW mocy cieplnej. Zapewniać będzie w skali roku produkcję ok. 9,3 mln kWh energii elektrycznej i 9,4 mln kWh energii cieplnej.

Firma Poldanor w stosunku do konkurentów ma niskie koszty budowy instalacji biogazowej. Wielkość nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji biogazowej jest uzależnione od:

- wielkości instalacji,
- lokalizacji,
- dostępu do substratów,
- celu budowy biogazowni,
- stopnia zaawansowania zastosowanej biogazowni.

Koszt niemieckiej instalacji biogazowej typu NaWaRo z silnikiem o mocy 500 kW wynosi 1,5-2,0 mln euro (3-4 euro/1 kW). Do ceny ofertowej dostawcy technologii często trzeba doliczyć koszty budowy:

laguny, przyłącza elektrycznego, prac ziemnych, kosztów związanych z przygotowaniem inwestycji i uzyskania odpowiednich pozwoleń.

Tabela 7. Nakłady inwestycyjne i koszt wytworzenia mocy 1 MW w biogazowniach firmy Poldanor.

Miejsce lokalizacji	Moc instalacji [kWe]	Koszt inwestycji [mln zł]	Koszt wytworzenia mocy 1 MW [mln zł/1 MW]
Pawłówko	720	7	9,72
Płaszczycza	625	8	12,8
Kujanki	350	4	11,43
Koczała	2126	16	7,53
Naclaw	625	8	12,8
Uniechówek	1063	10	9,41
Średnio	918	8,8	10,62

Źródło: obliczenia i opracowanie własne.

Obliczenia wykazują, że koszt wytworzenia mocy 1 MW w dużych biogazowniach jest niższy.

Aktualnie, ze względu na okres użytkowania, dostęp do danych, symulacje ekonomiczne dotyczące przychodów, kosztów i zysków można przeprowadzić na podstawie wyliczeń rocznych dla generatora 625 kWe, pracującego w firmie Poldanor. Autorzy tych wyliczeń zastrzegają, że są one wiarygodne tylko dla warunków i doświadczenia Poldanoru.

Tabela 8. Przychody roczne biogazowni dla generatora 625 kW_e.

Przychody biogazowni	Ilość	Tys. PLN
Energia elektryczna (625 kW x 8300h – 10% technologia)	4.667 MWh	725
Świadczenia pochodzenia (625 kW x 8300h)	5.188 MWh	1.245
Energia cieplna (692 kW x 8300 x 30 – sprzedaż)	1.723 MWh	258
Opcjonalnie utylizacja odpadów (ok. 5% wsadu)	1000 ton	150
Łącznie przychody	x	2.378

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Ekonomia biogazowni Poldanor S.A., 2009 oraz Biogazownie rolnicze, Grzegorz Brodziak, Benny Laursen, 14 październik 2009 r.

Tabela 9. Źródła przychodów biogazowi.

Źródło przychodów	PLN	Nośnik
Energia elektryczna (cena ustawowa URE)	0,15544	kWh
Zielone certyfikaty	0,2450-0,2600	kWh
Energia cieplna	0,1000-0,1800	kWh
Utylizacja odpadów poprodukcyjnych	120,00-400,00	tona
Dodatkowo (w przyszłości) czerwone certyfikaty	~ 0,1000	kWh

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Ekonomia biogazowni Poldanor S.A., 2009 oraz Biogazownie rolnicze, Grzegorz Brodziak,

Benny Laursen, 14 październik 2009 r.

Tabela 10. Źródła kosztów biogazowni (625 kWe).

Rodzaje kosztów	Tys. PLN
Amortyzacja	400
Materiały do produkcji	600
Wynagrodzenia	200
Pozostałe koszty	250
Łącznie koszty	1.450

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Ekonomia biogazowni Poldanor S.A., 2009 oraz Biogazownie rolnicze, Grzegorz Brodziak, Benny Laursen, 14 październik 2009 r.

Tabela 11. Rachunek wyników dla generatora 625 kWe.

Wynik działalności	Tys. PLN
Przychody	2.378
Koszty	1.450
Zysk	928
Nakłady inwestycyjne (generator 625 kWe)	8.000
Cash Flow dla środków własnych inwestora	1.328
Prosty okres zwrotu	8 lat
Zdyskontowany okres zwrotu (stopa dyskontowa 7%)	10 lat
Cash Flow dla środków obcych (zwrot kapitału 10 lat + koszty finansowe 5%)	Od (-)72 do 1.328
Prosty okres zwrotu	14 lat
Zdyskontowany okres zwrotu	Pow. 15 lat

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Ekonomia biogazowni Poldanor S.A., 2009 oraz Biogazownie rolnicze, Grzegorz Brodziak,

Benny Laursen, 14 październik 2009 r.

Poldanor S.A. większość inwestycji realizuje z własnych środków. Tylko przy jednej inwestycji uzyskano wsparcie ze środków funduszy ochrony środowiska w wysokości 16% wartości.

Tabela 12. Produkcja energii elektrycznej w 2008 r. w biogazowni w Pawłótku.

	Produkcja [kWh]	Sprzedaż [kWh]	% sprzedaży	Wydajność silnika gazowego [%]
I kwartał 2008	1 102 137	906 210	82,22	70
II kwartał 2008	1 318 849	1 086 030	82,35	83
III kwartał 2008	1 266 802	1 028 430	81,18	79
IV kwartał 2008	1 271 458	1 070 190	84,17	79
Łącznie w roku	4 959 246	4 090 860	82,49	78

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdania z działalności spółki za 2008 r.

Niska wydajność silnika gazowego była spowodowana jego częstą awarią. Był to już czwarty rok eksploatacji w systemie ciągłym co przełożyło się na

jego sprawność. Po modernizacji awaryjność się zmniejszyła.

Tabela 13. Produkcja energii elektrycznej w 2008 r. w biogazowni w Płaszczycy.

	Produkcja [kWh]	Sprzedaż [kWh]	% sprzedaży	Wydajność silnika gazowego [%]
I kwartał 2008	141 984	89 300	62,89	11
II kwartał 2008	811 536	539 814	66,52	59
III kwartał 2008	1 096 460	779 198	71,06	79
IV kwartał 2008	1 282 310	922 086	71,91	93
Łącznie w roku	3 332 290	2 330 398	69,93	61

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdania z działalności spółki za 2008 r.

Niska wydajność w pierwszym kwartale spowodowana była okresem rozruchu, ponieważ oficjalne przekazanie inwestycji nastąpiło w kwietniu 2008 roku. Wydajność silnika z każdym kwartałem rosla.

Łącznie dwie biogazownie, w Pawłowie i Płaszczycy w 2008 roku wyprodukowały 8 291 536 kWh a sprzedaż wynosiła 6 427 258 kWh. Energia

sprzedana stanowiła 77,52%. Około 15-30% produkowanej energii elektrycznej zużywane jest bezpośrednio na potrzeby samej biogazowni oraz znajdujących się w pobliżu ferm, warsztatów itp. Aktualnie wszystkie biogazownie są nastawione aby pracowały maksymalną ilość godzin w roku, przy pełnym wykorzystaniu mocy wytwórczych. Ich podstawowy cel to produkcja prądu przekazywanego do sieci ze sprzedaży którego firma ma otrzymywać zyski. O ile na początku podstawą podejmowania inwestycji były cele środowiskowe związane z utylizacją odpadów tak obecnie na pierwszym miejscu stawia się cele biznesowe.

Czynniki wpływające na efektywność biogazowni

Efektywność ekonomiczna biogazowni uzależniona jest od wielu czynników z których najważniejsze to:

1. Rodzaj zastosowanych substratów.
2. Wykorzystanie odpadów i ich utylizacja.
3. Lokalne uwarunkowania lokalizacyjne.
4. Przyjęty model biznesowy (środki własne, dotacje poprawiające opłacalność inwestycji, warunki kredytowe).
5. Korzyści ekologiczne i społeczne nieuwzględniane w rachunku ekonomicznym biogazowni.
6. Sposób wykorzystania produkowanej energii i ciepła (potrzeby własne, lokalne, przemysłowe).

Stosowane w biogazowniach substraty charakteryzują się ogromnym zróżnicowaniem wydajności biogazu oraz parametrami technologicznymi. Podstawowy surowiec stosowany w biogazowniach tj.

gnojowica z 1 tony pozwala wyprodukować tylko 20-30 m³ biogazu, podczas gdy kiszonka z kukurydzy 180, burak cukrowy 160 a ziarno żyta 600 m³. Jaki surowiec stosować powinno wynikać z kalkulacji wpływów ze sprzedaży prądu wyprodukowanego z danego surowca i kosztami jego produkcji i zakupów. Jeżeli koszt produkcji jest wysoki to jego zastosowanie w biogazowni jest ekonomicznie nieuzasadnione. Badania przeprowadzone przez Józwiaka (2006) wskazują, że osiągnięty zysk i stopa zwrotu jest znacznie wyższa w biogazowniach rolniczo-utylizacyjnych niż w samych rolniczych. Biogazownie takie są bardziej złożone ze względu na skomplikowany proces technologiczny natomiast nakłady inwestycyjne mogą być niższe niż w przypadku biogazowni rolniczych. Dla uzyskania tego samego efektu energetycznego przetwarzają one mniej biomasy co pociąga za sobą niższe nakłady na fermentatory i laguny. Podobny efekt daje dobór surowca ze względu na czas rozkładu w fermentatorze. Dla przykładu przewidywany czas rozkładu kiszonki z kukurydzy wynosi około 56 dni natomiast buraka cukrowego tylko kilka dni. Efektywność biogazowni znacznie podnosi dodatek gliceryny, powstającej jako produkt uboczny przy produkcji biodiesla. Badania Dacha i in. (2009) dowodzą, że dodatek 5% gliceryny (1,85 tony dziennie wobec 37 ton wsadu bazowego) pozwala na wyprodukowanie o ponad 55% więcej energii elektrycznej. Dodatek 10% gliceryny z kolei pozwala na uzyskanie wzrostu produkcji energii o 81%. Przekłada to się bezpośrednio na polepszenie dochodowości instalacji.

Aktualnie podstawowym modelem lokalizacyjnym jest budowa biogazowni przy fermach zwierząt

hodowlanych. Ze względów na występujące odory lokalizowane są one z dala od osiedli mieszkaniowych i szlaków komunikacyjnych. W pobliżu fermy zlokalizowane są magazyny gnojowicy, fermentatory, zbiorniki i silnik z generatorem. Bezpośrednie wykorzystanie produktów w postaci energii elektrycznej i ciepła jest niewielkie. Wytwarzana energia elektryczna służy tylko do oświetlenia pomieszczeń i napędu silników elektrycznych a pozostała część odprowadzana jest do sieci. Wymaga to budowy trafostacji i dodatkowych sieci energetycznych. Problem z zagospodarowaniem energii elektrycznej jest niewielki ponieważ łatwo jest ją transportować do lokalnych odbiorców. Znacznie większy problem występuje z zagospodarowaniem nadwyżek ciepła powstającego podczas chłodzenia silnika napędzającego agregat prądotwórczy. Pewne ilości ciepła są wykorzystywane do podtrzymywania procesu technologicznego ponieważ fermentacja metanowa jest mezofilna i optymalna temperatura tego procesu to około 37°C. Część ciepła może być również wykorzystana do ogrzewania pomieszczeń gospodarczych, produkcyjnych (szczególnie gdy odchowywane są prosięta) oraz pomieszczeń mieszkalnych jeśli takowe w pobliżu fermy występują. Pozostałą część ciepła odprowadza się do atmosfery albo należałoby poszukać możliwości jej alternatywnego wykorzystania. Mogło by nim być wybudowanie w pobliżu biogazowni szklarni, pieczarkarni lub suszarni. Nie w pełni rozwiązuje to problem, ponieważ w okresie letnim zapotrzebowanie na ciepło spada. Za pomocą pomp ciepłych ewentualnie można by je wykorzystać w klimatyzacji do produkcji

chłodu. Można również zaproponować następujące koncepcje lokalizacyjno-urządzeniowe:

1. Magazyn gnojowicy przy fermie – transport gnojowicy rurociągiem do biogazowni ulokowanej w pobliżu osiedli mieszkaniowych. Energia elektryczna niskim kosztem byłaby odprowadzana do lokalnej sieci i na miejscu wykorzystywana, energia cieplna służyłaby do ogrzewania osiedli mieszkaniowych i jako ciepła woda użytkowa. W tym wariantcie istnieje możliwość pełnego wykorzystania energii i ciepła, wzrastają jedynie koszty dostarczenia gnojowicy.
2. W tym wariantcie magazyny gnojowicy i produkcja biogazu znajdowała by się w pobliżu fermy. Następnie wytworzony biogaz transportowany byłby specjalnie wybudowanym gazociągiem do osiedli mieszkaniowych. Zlokalizowany na ich terenie moduł kogeneracyjny zasilany dostarczonym gazem służyłby do wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej.
3. Istnieje również możliwość oczyszczenia biogazu do parametrów gazu ziemnego i wtłoczenia go do sieci. Wariant ten na razie cechuje się wysokimi kosztami. W przyszłości nowe technologie mogą ten problem ograniczyć.
4. Kolejny wariant to wykorzystanie biogazu poprzez spalanie i przekazywanie energii poprzez kocioł parowy na turbinę generującą prąd.
5. W niektórych krajach (np. w Szwecji) praktykuje się wariant produkcji biogazu w pobliżu fermy, następnie jego oczyszczenie, skroplenie i wykorzystywanie w transporcie. W dużych agrofirmach można by

w ten sposób znacznie ograniczyć koszty zakupu paliw i ograniczyć emisje szkodliwych gazów.

Wnioski:

1. Rolnictwo odgrywać będzie ważną rolę w realizacji unijnych celów związanych z wypełnieniem narodowych celów wskaźnikowych do 2020 roku. W szczególności dotyczyć one będą produkcji biomasy oraz biogazu.
2. Rozwój biogazowni należy rozpatrywać w powiązaniu z możliwością poprawy stanu ekologicznego i utylizacji odpadów organicznych.
3. Biogazownie poprzez postęp technologiczny powinny być źródłem konkurencyjnej energii, szczególnie na poziomie lokalnym.
4. Inwestycje biogazowe powinny przyczynić się do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego, poprawy jakości życia społeczności lokalnej i stworzenia dodatkowych, stabilnych dochodów w rolnictwie.
5. Podstawowym problemem i zasadniczym celem poprawy efektywności ekonomicznej biogazowni powinno być poszukiwanie sposobów większego wykorzystania wytwarzanej energii cieplnej.
6. Inwestycje biogazowe napotykają na nierozwiązane problemy prawne i finansowe powodujące wstrzymywanie się potencjalnych inwestorów od podejmowania ostatecznych decyzji.

Literatura:

1. J. Dach, Z. Zbytek, K. Pilarski, M. Adamski; Badanie efektywności wykorzystania odpadów z produkcji

- biopaliw jako substratu w biogazowni, Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna, 6/2009.
2. K. Kosewska, J.Kamiński; Analiza ekonomiczna budowy i eksploatacji biogazowni rolniczych w Polsce, Inżynieria Rolnictwa 1(99)/2008.
 3. J. Krzak; Biogazownie w Polsce – niedocenione źródło energii, Biuro Analiz Sejmowych nr 4(51), 19 luty 2009.
 4. J. Szlachta, M. Fugol; Analiza możliwości produkcji biogazu na bazie gnojowicy oraz kiszonki z kukurydzy, Inżynieria Rolnicza 5(114)/2009, s. 275-280.
 5. S. Rusak, A. Kowalczyk-Juśko; Biogaz z zastosowaniem biomasy roślinnej – technologie, Czysta Energia 11/2006.
 6. M. Józwiak; Biogazownie - tak ale czy rolnicze, Czysta Energia 11/2006.
 7. Sprawozdanie z działalności spółki Poldanor za 2008r.
 8. Biogazownie Rolnicze – źródła energii przyjaznej środowisku, materiały Poldanoru S.A.
 9. G. Brodziak, B. Laursen; Biogazownie rolnicze, Przechlewo, 14 listopada 2009r.
 10. B. Laursen, L. Ciużyński; Ekonomika biogazowni Poldanor S.A., 2009r.
 11. Energia ze źródeł odnawialnych w 2008r., GUS, Warszawa, s.32-36.
 12. Etat des energies renouvelables en Europe, edition 2008, 8 bilan EurObserver s.48-49.
 13. Barometre Biomasse Solide – Euroobserver, December 2009, tab.4.

ASSESSMENT OF THE EFFICIENCY OF BIOGAS INVESTMENTS

Summary

Efficiency assessment, current state and perspectives of biogas energy market are described. A profile of biogas investments in Poland and factors influencing efficiency of biogas stations are discussed. Biogas power stations development should be considered in connection with the ecological state improvement and organic waste utilization.

Michał Jasiulewicz*

POTENCJAŁ PRODUKCJI BIOGAZU W POLSCE

Streszczenie

Rolnictwo Polski posiada duży potencjał w zakresie produkcji biogazu w procesie fermentacji. Istnieje wiele możliwości wykorzystania biomasy odpadowej z produkcji roślinnej i zwierzęcej oraz produkcji odpadowej przemysłu rolno-spożywczego, a także upraw energetycznych do procesu biogazowania. Stworzenie na dużą skalę systemu biogazowni w układzie rozproszonym – umożliwi nie tylko wykorzystanie wszelkich odpadów lecz także poprawi bezpieczeństwo energetyczne. Ważne jest kogeneracyjne wykorzystanie energii elektrycznej i cieplnej.

Wstęp

Wśród krajów członkowskich UE Polska należy do największych potentatów produkcji biogazu, w oparciu głównie o substraty rolnicze – na bazie technologii metanowej. Jeżeli uwzględnimy rozwój dotychczasowy produkcji biogazu w Polsce – tab. 4, to można stwierdzić, iż pozyskanie biogazu (TJ) stopniowo wzrasta, lecz dotychczasowe efekty trudno uznać za zadowalające.

* Politechnika Koszalińska.

Tabela 1. Bilans biogazu w latach 2001-2008 (TJ).

Wyszczególnienie	2001	2002	2003	2004
Pozyskanie	1477	1353	1624	1941
Zużycie na wsad przemian	563	615	861	1293
Zużycie końcowe (finalne)	902	720	763	632

Wyszczególnienie	2005	2006	2007	2008
Pozyskanie	2243	2613	2708	5515
Zużycie na wsad przemian	1820	2021	2305	3037
Zużycie końcowe (finalne)	411	577	375	2461

Źródło: Energia ze źródeł odnawialnych w 2008 r., GUS, Warszawa 2009.

W większości biogazowni paliwo to zostało wykorzystane na wsad przemian energetycznych w elektrociepłowniach i ciepłowniach. W tym celu zużyto 55% pozyskanego biogazu, a 45% stanowiło zużycie końcowe (finalne)¹. Również pozyskanie gazu wysypiskowego kształtowało się w ostatnich latach na zbliżonym poziomie (od 544 TJ w 2001 r. do 1433 TJ w 2008 r.). Gaz wysypiskowy był w całości wykorzystywany w przemianach energetycznych na wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła. Duże znaczenie odgrywa także produkcja biogazu z oczyszczalni ścieków (w 2001 r. – 933 TJ, a w 2008 r.

¹ Energia ze źródeł odnawialnych..., s. 33.

– 3976 TJ). Zatem następuje stały wzrost ilości biogazu uzyskiwanego z oczyszczalni ścieków.

Wśród krajów UE, spośród nośników OZE – najwyższą dynamikę obserwuje się w przetwórstwie energetycznym biomasy, zwłaszcza w rozwoju biogazowni fermentacyjnych. Według danych EUROOBSERVER kraje UE wytworzyły w 2006 r. biogaz w ilości równoważnej 5,35 mln t ropy, z czego na Niemcy przypada 2 mln t, na Wielką Brytanię 1,7 mln t a w Polsce 93,8 tys. t.

W Niemczech obecnie funkcjonuje już ok. 5 tys. biogazowni. Należy wziąć pod uwagę, iż w Polsce są podobne warunki agroklimatyczne – co wskazuje na duże rezerwy istniejące w Polsce w tym zakresie. Wśród niemieckich biogazowni rolniczych większość (93%) przetwarza gnojowicę z roślinami uprawnymi, z tego 75% biogazowni wykorzystuje gnojowicę bydłącą, a 30% gnojowicę trzody chlewnej, i aż 82% z tych biogazowni wykorzystuje jako substrat kukurydżę².

Wykorzystywanie w dużym stopniu w biogazowniach jako substratu kukurydzy wynika zarówno z wysokiej produktywności biogazu z kiszonki kukurydzy, jak również nieskomplikowanej uprawy roślin i ich magazynowania (kiszonka).

Bardzo przydatnymi roślinami w produkcji biogazu mogą być również zboża oraz buraki pastewne, które cechują się najwyższą wydajnością biogazu uzyskiwaną

² B. Linke, G. Vollmer, P. Mähnert, Kinetik der Biogasgewinnung aus nachwachsenden Rohstoffen bei Kontinuierlicher Prozessführung als Grundlage für die Bemessung von landwirtschaftlichen Biogasanlagen Schlussbericht zum FNR – Verbundvorhaben 22011402. Potsdam 2006, s. 92.

z jednostki suchej masy (magazynowanie jest możliwe po rozdrobnieniu w silosach)³. Produktywność biogazu z buraków pastewnych, kukurydzy i zboża w mieszaninie z gnojowicą trzody chlewnej należy uznać za wysoką.

Im wyższe jest stężenie suchej biomasy organicznej w mieszaninie substratu, tym większa jest produkcja biogazu. Istotnym kryterium przy doborze roślin do wytwarzania biogazu jest jego uzysk w przeliczeniu na 1 ha uprawy rośliny. Według tego parametru, najbardziej efektywną uprawą jest kukurydza, następnie buraki pastewne i w następnej kolejności zboże⁴ – tab. 2.

Tabela 2. Zawartość metanu w biogazie w warunkach biofermentacji mezofilowej (37°C) z udziałem różnych roślin.

Substraty	Proces mezofilowy	
	gnojowica bydła udział CH ₄ w biogazie % obj.	gnojowica trzody chlewnej udział CH ₄ w biogazie w % obj.
100% kukurydzy	54,5	52,1
67% kukurydzy	56,2	53,5
33% kukurydzy	58,2	56,1
100% buraków pastewnych	55,4	51,2

³ M. Abdel-Hadi, J. Beck, T. Jungbulth, Methanertrage bei der Kofermentation flüssig sielierten Gehaltsrüben, "Landtechnik" 2/2002.

⁴ K. Hopfner-Six, V. Zolltisch, J. Boxbedreger, Biogaserzeugung aus agrarischen Rohstoffen-Kennwerte zur stofflichen und energetischen Bewertung, "Landtechnik" 3/2006.

67% buraków pastewnych	56,4	55,3
33% buraków pastewnych	58,4	57,8
100% zboża	57,4	54,1
67% zboża	58,5	55,5
33% zboża	60,0	57,6
100% gnojowicy	61,5	61,3

Źródło: W. Kotowski, E. Konopka, Biogazownie oraz produkcja biopaliw silnikowych w Europie, „Czysta Energia” 9/2007.

Uwzględniając ograniczone zasoby paliw kopalnych, już obecnie przyjmuje się, iż po 2020 r. stopniowo miejsce paliw kopalnych zaczną zajmować surowce odnawialne, wśród których biogaz uzyskiwany w rolnictwie będzie stanowił poważną pozycję. Pomimo iż niewątpliwie będzie się to wiązało ze wzrostem kosztów produktów energetycznych, takie działanie wydaje się konieczne, ze względu na wyczerpywanie się zasobów surowców kopalnych. Dodatkowym elementem jest wzrost świadomości społeczeństw zmian klimatycznych i efektu cieplarnianego. Koszty wydobycia surowców kopalnych także wzrastają wraz z koniecznością wydobywania ich w coraz trudniejszych warunkach geologicznych.

Polska należy do krajów UE, które dysponują wyjątkowo wysokim potencjałem biomasy energetycznej, zwłaszcza możliwej do wykorzystania w biogazowniach (fermentacyjnych). Podstawowym składnikiem energetycznym biogazu jest metan (CH_4), którego udział jest w zakresie 50-75%.

Metan odznacza się wysoką wartością opałową, tj. 35,8 MJ/m³, a w 1 m³ biogazu skumulowane jest 5,3 kWh energii – w procesie produkcyjnym w biogazowni można z niej uzyskać 2,1 kWh energii elektrycznej i 2,4 kWh energii cieplnej (przy stratach technologicznych ok. 0,8 kWh), średnio 1m³ biogazu zawiera 23,2 MJ⁵. Produkcja energii z biogazu wymaga dużych nakładów inwestycyjnych na budowę instalacji oraz konieczna jest dobra organizacja dostaw surowców. Biogazownie rolnicze powinny być zlokalizowane w pobliżu fermy bydła, trzody chlewnej – gdzie powstaje gnojowica, stanowiąca podstawowy składnik mieszaniny substratu biogazowni.

Stosowane są różne systemy biogazowe wykorzystujące wsad masy organicznej, pochodzącej wyłącznie z upraw przeznaczonych do celów energetycznych (np. kukurydza, buraki pastewne) lub instalacje mieszane, bazujące na wsadzie zróżnicowanym (gnojowica, obornik, biomasa roślinna, osady ściekowe). Oczywistą sprawą jest, iż wykorzystywanie wyłącznie samej gnojowicy jest nieuzasadnione ze względu na małą zawartość substancji organicznej i niską efektywność produkcji. W warunkach polskich należy obecnie brać pod uwagę stosowanie masy organicznej z upraw: zbożowych, kukurydzy, sorgo, upraw roślin oleistych w całości, wyłoki upraw oleistych, odpadów organicznych z produkcji bioetanolu oraz z przemysłu spożywczego.

⁵ A practical trial to investigate the feasibility of wide-scale collection of cuttings from roadside verges In Powys for use in biogas and compost production. Living Highways Project, January 2006, M.Delafield, United Kingdom, p. 55.

Ważna jest proporcja stosunku węgla do azotu, co ma ogromny wpływ na przebieg fermentacji metanowej i jej efektywność energetyczną i ekonomiczną. W przypadku, jeżeli stosujemy w biogazowni surowce mniej wydajne – wskazane jest uzupełnienie wsadu dodatkami o wyższej zawartości metanu (np. gliceryna, tłuszcze zwierzęce, oleje posmażalnicze, odpady poubojowe z rzeźni i ubojni, odpady z zakładów owocowo-warzywnych, mleczarni, gorzelni, cukrowni). Odpady te są cennym, tanim surowcem, a jednocześnie zakłady produkcyjne unikają kosztów utylizacji odpadów. Istotną zaletą technologii przetwarzania odpadów z biomasy roślinnej jest możliwość nawozowego wykorzystania pozostałości pofermentacyjnych w uprawie roślin.

Znaczącym źródłem pozyskiwania biomasy do biogazowni mogą być także trwałe użytki zielone, zwłaszcza ze względu na niskie koszty pozyskania surowca. Ze względu na to, iż siano uzyskane z użytków zielonych stanowi także dobry surowiec energetyczny w procesie spalania – jego zasoby i potencjał został uwzględniony w grupie surowców biomasy stałej. Potencjał tego surowca jest duży i – jak określa IMUZ (Kaca 2008, Książak 2009) – bez szkody dla produkcji pasz dla zwierząt. Łąki 3-kośne mogą być w Polsce wykorzystane na powierzchni 1,3 mln ha. Z takiego areалу – jak oceniają autorzy (Kaca, Książak) – przy uprawie ekstensywnej można uzyskać ok. 2,3 mln t biomasy, a przy intensywnym użytkowaniu ok. 3,4 mln t biomasy.

Przy założeniu, że z 1 tony suchej masy trawy można wyprodukować ok. 500 m³ biogazu – to przy

ekstensywnej uprawie można uzyskać ok. 1,1 mld m³ biogazu, a przy intensywnej ok. 1,7 mld m³ (Kaca 2008). Do produkcji biogazu najbardziej wydajne są trawy intensywnie użytkowane (3–4 pokosy) oraz trawy uprawiane na gruntach ornych⁶. Jednakże najbardziej przydatnym i wysokowydajnym gatunkiem roślin jest kukurydza, której plony uzyskiwane w polskich warunkach są na poziomie 15–18 ton suchej masy (przy wilgotności zbioru roślin ok. 30%). Ponieważ roślina ta nie należy do roślin wymagających bardzo dobrych gleb, można ją uprawiać na terenie całego kraju, na glebach zasobnych w próchnicę, przepuszczalnych i przewiewnych, o odczynie obojętnym.

Do roślin mających znaczenie jako surowiec w produkcji biogazu, należy także sorgo, którego plony przewyższają nawet wielkość plonów kukurydzy. Ważnymi roślinami w produkcji biogazu mogą być także zboża, zwłaszcza żyto, pszenżyto i owies (zbioru należy dokonywać w fazie dojrzałości woskowej). Do roślin, które należy brać pod uwagę jako surowiec w biogazowniach, zaliczamy także ślazowiec pensylwański, która to roślina jest mało wymagająca i udaje się na wszystkich glebach, i można dokonać dwa pokosy w ciągu roku.

Skład chemiczny biogazu i jednocześnie związana z tym wartość energetyczna jest zróżnicowana i uzależniona w dużym stopniu od zawartości składników pokarmowych w materiale zakiszczanym⁷. Z 1 kg węglowodanów otrzymuje się średnio 0,42 m³, z białek –

⁶ J. Książak, Surowce do biogazowni rolniczych, „Wieś Jutra”, 8-9/2009, s. 26.

⁷ J. Książak, Surowce do biogazowni..., s. 26-27.

0,47 m³, z tłuszczów – 0,75 m³ metanu. Większą efektywność produkcji biogazu uzyskuje się z zakiszonych traw niż ze świeżo koszonych.

Szacunek potencjału produkcji biogazu w Polsce

Już na etapie planowania inwestycji biogazowych należy zabezpieczyć wystarczającą ilość substratów do fermentacji (z uwzględnieniem cen zakupu). W procesie fermentacyjnym surowcami do produkcji biogazu są wszelkie odpady roślinne z produkcji rolniczej, przemysłu rolno-spożywczego, osadów ściekowych z oczyszczalni, zbędne trawy, a także nawozy naturalne pochodzenia rolniczego. W zależności od rodzaju i składu różnią się one produktywnością (ilość biogazu uzyskiwana z 1 tony suchej masy organicznej substratu).

Tabela 3. Potencjał produkcji substratów do produkcji biogazu w Polsce.

Wyszczególnienie	Całkowita produkcja nawozów naturalnych		Osady ściekowe ^b z oczyszczalni ścieków
	obornik ^a tys. t	gnojowica ^a tys. m ³	komun. w t s.m.
1. Dolnośląskie	2 070	173	41 554
2. Kujawsko-pomorskie	6 625	602	28 346
3. Lubelskie	6 267	591	22 707
4. Lubuskie	1 152	89	14 631
5. Łódzkie	6 440	618	36 960
6. Małopolskie	3 966	364	38 241
7. Mazowieckie	12 565	1 217	68 660

8. Opolskie	2 203	195	15 923
9. Podkarpackie	2 839	260	21 537
10. Podlaskie	8 299	834	16 069
11. Pomorskie	3 231	283	33 595
12. Śląskie	2 161	184	65 260
13. Świętokrzyskie	2 640	241	12 522
14. Warmińsko- mazurskie	5 171	479	27 494
15. Wielkopolskie	13 249	1 161	64 371
16. Zachodniopomorskie	1 916	165	25 500
Polska	80 794	7 459	533 370

Wyszczególnienie	Odpady z przem. rolno-spoż. ^c (poubojowe) tys. ton	Uprawa kukurydzy ^d do celów energetycznych ha
1. Dolnośląskie	18,2	13 800
2. Kujawsko-pomorskie	56,7	48 600
3. Lubelskie	44,1	47 400
4. Lubuskie	18,2	7 200
5. Łódzkie	67,9	49 800
6. Małopolskie	25,2	29 400
7. Mazowieckie	85,4	97 800
8. Opolskie	18,9	24 600
9. Podkarpackie	17,5	21 000
10. Podlaskie	39,9	67 200
11. Pomorskie	25,9	22 800
12. Śląskie	28,0	15 000
13. Świętokrzyskie	18,9	19 200

14. Warmińsko-mazurskie	42,0	38 400
15. Wielkopolskie	163,1	93 600
16. Zachodniopomorskie	30,1	13 200
Polska	700,0	609 000

Źródło: ^a – J. Igras, J. Kopiński, Zużycie nawozów mineralnych i naturalnych w układzie regionalnym, Studia i Raporty IUNG-PIB, Zeszyt 5/2007; ^b – Rocznik statystyczny województw, GUS, 2009; ^c – Według danych MRiRW (K. Żmuda, 2008); ^d – Przyjęto wielkość 200 ha uprawy kukurydzy i 3000 biogazowni. Wielkość produkcji kukurydzy przyjęto według udziału poszczególnych województw w ogólnej powierzchni zasiewów kukurydzy.

Jak wynika z badań (J. Igras, J. Kopiński, 2009)⁸ – łącznie w polskim rolnictwie powstaje 80 757 tys. t obornika oraz 7 459 tys. m³ gnojowicy. Przyjęte wielkości produkcji obornika i gnojowicy przez M. Szymańską i J. Łabętowicz⁹ do obliczenia potencjału biogazu pozwoliły określić potencjał produkcji biogazu z obornika na poziomie 3 059,4 mln m³, a z gnojowicy – 145,6 mln m³, razem stanowi to potencjał biogazu w wysokości 3 205 mln m³.

Jak wynika z tab. 3, przyjęta wielkość produkcji obornika (80 794 tys. t) oraz gnojowicy (7 459 tys m³) stanowiła podstawę do szacunku wielkości produkcji obornika i gnojowicy według województw.

Do obliczeń przyjęto wartości za Min. Roln. i RW (K. Żmuda, 2008) – według wyników uzyskanych przez

⁸ J. Igras, J. Kopiński, Zużycie nawozów mineralnych i naturalnych w układzie regionalnym, Studia i Raporty IUNG-PIB, Zeszyt 5/2007, Puławy.

⁹ M. Szymańska, J. Łabętowicz, Dostępność i zasoby substratów do produkcji biogazu w Polsce, „Czysta Energia” 5/2009.

Politechnikę Śląską, tj. z obornika świńskiego – produktywność biogazu: 240–550 $\text{dcm}^3/\text{kg s.m.org.}$, a obornika bydłowego – 90–310 $\text{dcm}^3/\text{kg s.m.org.}$ Do obliczeń przyjęto średnią wartość – 250 $\text{dcm}^3/\text{kg s.m.org.}$ (1 t s.m.org. – 250 m^3) oraz 1/3 ogólnej ilości obornika do wykorzystania w biogazowniach (pozostała ilość, tj. 2/3 ogólnej produkcji obornika – do wykorzystania w produkcji roślinnej). Z przyjętej ilości obornika – ogólny potencjał produkcji biogazu wynosi 6 730 mln/m^3 (M. Szymańska, J. Łabętowicz, 2009, oceniają na poziomie 3 059,4 mln m^3). Dla oceny potencjału biogazu z gnojowicy przyjęto (według MRiRW, K Żmuda, 2007) z 1 m^3 gnojowicy uzyskanie 25 m^3 biogazu, co stwarza możliwość uzyskania 186,4 mln m^3 biogazu. Wielkość produkcji obornika oraz gnojowicy według województw oszacowano na podstawie udziału trzody chlewnej i była w ogólnej liczbie w kraju – tab. 4.

Ważnym substratem, który można wykorzystać w biogazowniach, są osady ściekowe z oczyszczalni komunalnych, ze względu na wysokie koszty utylizacji i dużą ich ilość, trudną do składowania. Jak wynika z danych GUS, w 2008 r. produkcja wynosiła 533,4 tys t.s.m. Według danych uzyskanych w Politechnice Śląskiej (2008) (za MRiRW, 2008) – z odpadów ściekowych można uzyskać 310–740 $\text{dcm}^3/\text{kg s.m.org.}$

Do obliczeń przyjęto średnią wartość na poziomie 500 $\text{dcm}^3/\text{kg s.m.org.}$, tj. 1 t s.m. = 500 m^3 biogazu – łącznie można uzyskać z tego substratu 266,7 mln m^3 biogazu. Poziom potencjałny produkcji biogazu z osadów ściekowych według województw jest zróżnicowany i uzależniony od wielkości produkcji osadów ściekowych.

Wartościowym, wysokoenergetycznym substratem w produkcji biogazu są odpady poubojowe, które (według MRiRW, K. Żmuda, 2008) są szacowane na 700 tys. ton. Z 1 tony tego surowca można średnio uzyskać (według MRiRW) ok. 800 m³ biogazu.

Uwzględniając wielkość produkcji przemysłu mięsnego według województw i ich udział w ogólnej produkcji w kraju – uzyskano wielkości odpadów poubojowych w poszczególnych województwach i odpowiednio przeliczone wartości produkcji biogazu z tego surowca.

Brak danych dotyczących innych odpadów z przemysłu rolno-spożywczego uniemożliwiło ich uwzględnienie w szacunku potencjału biogazu (przemysł browarniczy, gorzelniczy – produkcja spirytusu, przemysł cukrowniczy, owocowo-warzywny itd.).

W ocenie potencjału biogazu rolniczego przyjęto założenie, iż odpady i osady organiczne nie będą stanowiły wystarczającej ilości substratów dla przyjętej w założeniach budowie ok. 3000 biogazowni rolniczych. Założenie to przyjęto w oparciu o bogate doświadczenia Niemiec, gdzie funkcjonuje już ok. 5 tys. biogazowni rolniczych. Jak wynika z doświadczeń niemieckich, a także duńskich – najbardziej wydajną uprawą przydatną w biogazowniach jako uzupełnienie substratów organicznych jest uprawa kukurydzy. Niemieckie doświadczenia wskazują, iż przy średniej wielkości biogazowni (1 MW) konieczna jest uprawa roślin (kukurydzy) na obszarze ok. 200 ha – dla zapewnienia ciągłości dostaw i pracy biogazowni.

Przyjęto, iż w Polsce można uruchomić ok. 3000 biogazowni i przy zapewnieniu ciągłości produkcji

substratów – uprawy np. kukurydzy na pow. 200 ha co stanowi w skali kraju ok. 600 000 ha wykorzystywanych do celów energetycznych. Przyjmując (za MRiRW i Politechniką Śląską) wartość energetyczną kiszonki z kukurydzy na poziomie 400–550 dcm³/kg s.m.org.,³ przyjęto średnio uzyskanie z 1 t s.m.org = 400 m³ biogazu oraz jak wykazują dane z badań niemieckich¹⁰, iż z 1 ha uprawy kukurydzy na kiszonkę uzyskuje się 7 800–8 300 m³ biogazu. Zatem z uprawy 600 000 ha kukurydzy na kiszonkę można uzyskać wyniku procesu zgazowania 4 872,0 mln m³ biogazu. Uwzględniając udział potencjału gnojowicy w produkcji biogazu – proporcjonalnie przyjęto powierzchnię uprawy i potencjał kukurydzy do produkcji biogazu w poszczególnych województwach – tab. 4.

Najwyższy potencjał produkcji biogazu z kiszonki kukurydzy istnieje w woj. wielkopolskim (748 mln m³) i mazowieckim (782 mln m³) oraz podlaskim (537 mln m³). Łączny potencjał z produkcji biogazu – tab. 4, uwzględniając tylko produkcję: z obornika (6 730 mln m³), gnojowicy (186,5 mln m³), osadów ściekowych (266,7 mln m³), odpadów poubojowych (560,0 mln m³), osadów ściekowych (266,7 mln m³), odpadów poubojowych (560,0 mln m³), kukurydzy – kiszonka (4 872 mln m³), stanowi 12 615,2 mln m³. Przeliczając łączny potencjał biogazu¹¹ wynosi 272 487 tys. TJ, tj. 272,5 PJ.

¹⁰ Biogas an introduction. Federal Ministra of Ford, Agriculture and Consumer Protection, Gützow 2009 (Germany).

¹¹ Biogas – an introduction..., przyjmuje się 1 m³ biogazu = 5,0-7,5 kWh (ogółem), a 1,5 – 3 kWh el., 1 kWh = 3,6 MJ (3,6 x 10⁶ Jula), s. 24.

W obliczeniach łącznego potencjału biogazu przyjęto (Biogas – an introduction, Federal Ministry, 2009) wartości: 1 m^3 biogazu = $6 \text{ kWh} \times 3,6 \text{ MJ} = 21,6 \text{ MJ}$, stąd 1 tys m^3 biogazu = $21,6 \text{ GJ}$, a $1 \text{ mln m}^3 = 21,6 \text{ TJ}$ ogółem, natomiast uwzględniając wyłącznie produkcję energii elektrycznej z 1 m^3 biogazu można uzyskać = $1,5 - 3 \text{ kWh el.}$, do obliczeń przyjęto średnią wartość 1 m^3 biogazu = $2,5 \text{ kWh el.} \times 3,6 \text{ MJ} = 9 \text{ MJ el.}$ Wykorzystując cały potencjał biogazu (12 615 mln m^3), tj. – $272,5 \text{ PJ}$ – a w przypadku do produkcji wyłącznie energii elektrycznej, jego wielkość stanowi tylko połowę wartości ogółem tj. 137 PJ – tab. 4.

Największy potencjał możliwości produkcji biogazu w biogazowniach rolniczych istnieje w Polsce środkowej i wschodniej, w woj. wielkopolskim, kujawsko-pomorskim, mazowieckim, łódzkim i podlaskim oraz lubelskim.

Tabela 4. Potencjał produkcji substratów do produkcji biogazu.

Lp.	Wyszczególnienie	Całkowita produkcja nawozów naturalnych		3. Osady ściekowe z oczyszczalni ścieków komun. w t.s.m.
		1. Obornik tys. ton	2. Gnojowica tys. m^3	
	Polska	80794	7459	533 370
1	Dolnośląskie	2070	173	41 554
2	Kujawsko-pomorskie	6625	602	28 346
3	Lubelskie	6267	591	22 707
4	Lubuskie	1152	89	14 631

5	Łódzkie	6440	618	36 960
6	Małopolskie	3966	364	38 241
7	Mazowieckie	12565	1217	68 660
8	Opolskie	2203	195	15 923
9	Podkarpackie	2839	260	21 537
10	Podlaskie	8299	834	16 069
11	Pomorskie	3231	283	33 595
12	Śląskie	2161	184	65 260
13	Świętokrzyskie	2640	241	12 522
14	Warmińsko- mazurskie	5171	479	27 494
15	Wielkopolskie	13249	1161	64 371
16	Zachodniopo- morskie	1916	165	25 500

Lp.	Wyszczególnienie	4. Odpady z przemysłu rolno-spoż. (poubojowe) tys. ton	5. Uprawa kukurydzy do celów energetycz. ha
	Polska	700,0	609 000
1	Dolnośląskie	18,2	13 800
2	Kujawsko-pomorskie	56,7	48 600
3	Lubelskie	44,1	47 400
4	Lubuskie	18,2	7 200
5	Łódzkie	67,9	49 800
6	Małopolskie	25,2	29 400
7	Mazowieckie	85,4	97 800
8	Opolskie	18,9	24 600
9	Podkarpackie	17,5	21 000
10	Podlaskie	39,9	67 200
11	Pomorskie	25,9	22 800

12	Śląskie	28,0	15 000
13	Świętokrzyskie	18,9	19 200
14	Warmińsko-mazurskie	42,0	38 400
15	Wielkopolskie	163,1	93 600
16	Zachodniopomorskie	30,1	13 200

Źródło: dane MRiRW (K.Żmuda 2008) za Polit. Śląska, 3 – GUS, 2009, 4 – dane MRiRW (K.Żmuda 2008), 5 – obliczenia własne wg udziału zasiewu kukurydzy.

Tabela 5. Potencjał produkcji biogazu w Polsce.

Lp.	Wyszczególnienie	Produkcja biogazu z kiszonki kukurydzy tys. m ³	Potencjał biogazu z obornika tys. m ³	Potencjał biogazu z gnojowicy tys. m ³
	Polska	4 872 000	6 730 000	186 475
1	Dolnośląskie	110 400	172 000	4 325
2	Kujawsko-pomorskie	388 800	552 000	15 050
3	Lubelskie	379 200	522 000	14 775
4	Lubuskie	57 600	96 000	2 225
5	Łódzkie	398 400	536 000	15 450
6	Małopolskie	235 200	330 000	9 100
7	Mazowieckie	782 400	1 047 000	30 425
8	Opolskie	196 800	183 000	4 875
9	Podkarpackie	168 000	236 000	6 500
10	Podlaskie	537 600	692 000	20 850
11	Pomorskie	182 400	270 000	7 075
12	Śląskie	120 000	180 000	4 600
13	Świętokrzyskie	153 600	220 000	6 025
14	Warmińsko-mazurskie	307 200	431 000	11 975

15	Wielkopolskie	748 800	1 104 000	29 025
16	Zachodniopomorskie	105 600	159 000	4 125

Lp.	Wyszczególnienie	Potencjał biogazu z osadów ściekowych z oczyszcz. kom. tys. m ³	Potencjał biogazu (poubojowe odpady) tys. m ³	Potencjał biogazu ogółem tys. m ³
	Polska	266 685	560 000	12 615 160
1	Dolnośląskie	20 777	14 560	322 062
2	Kujawsko-pomorskie	14 173	45 360	1 015 383
3	Lubelskie	11 354	35 280	962 609
4	Lubuskie	7 316	14 560	177 701
5	Łódzkie	18 480	54 320	1 022 650
6	Małopolskie	19 121	20 160	613 581
7	Mazowieckie	34 330	68 320	1 962 475
8	Opolskie	7 962	15 120	407 757
9	Podkarpackie	10 769	14 000	435 269
10	Podlaskie	8 035	31 920	1 290 405
11	Pomorskie	16 798	20 720	496 993
12	Śląskie	32 630	22 400	359 630
13	Świętokrzyskie	6 261	15 120	401 006
14	Warmińsko-mazurskie	13 747	33 600	797 522
15	Wielkopolskie	32 186	130 480	2 044 491
16	Zachodniopomorskie	12 750	24 080	305 555

Lp.	Wyszczególnienie	Potencjał biogazu ogółem w TJ (tys. TJ)	Potencjał biogazu – prod. energii elektr. (tys. TJ)
	Polska	272 487	113 536
1	Dolnośląskie	6 957	2 899
2	Kujawsko-pomorskie	21 932	9 138
3	Lubelskie	20 792	8 663
4	Lubuskie	3 838	1 599
5	Łódzkie	22 089	9 204
6	Małopolskie	13 253	5 522
7	Mazowieckie	42 389	17 662
8	Opolskie	8 808	3 670
9	Podkarpackie	9 402	3 917
10	Podlaskie	27 873	11 614
11	Pomorskie	10 735	4 473
12	Śląskie	7 768	3 237
13	Świętokrzyskie	8 662	3 609
14	Warmińsko-mazurskie	17 226	7 178
15	Wielkopolskie	44 161	18 400
16	Zachodniopomorskie	6 600	2 750

Źródło: jak w tab. 4 – odpowiednie wartości.

Najwyższe wielkości, prezentują województwa Polski środkowej i wschodniej, a najniższe w części zachodniej i południowej Polski.

Jeżeli uwzględnimy tylko możliwość produkcji i wykorzystania energii elektrycznej z istniejącego

potencjału biogazu – to jego wielkość znacząco obniża się we wszystkich województwach.

Wnioski

- Polska jest krajem o wysokim potencjale produkcji biogazu – w procesie fermentacji, opartej głównie na surowcach rolniczych.
- Istnieje możliwość wykorzystania różnorodnych odpadów roślinnych i zwierzęcych, stanowiących dotąd uciążliwą biomasę, trudną do zagospodarowania i kosztowną w utylizacji.
- Pełne wykorzystanie potencjału biomasy do zgazowania stanowi duży potencjał energetycznych w układzie rozproszonym.
- Zachodzi pilna potrzeba dynamicznego rozwoju biogazyfikacji, zwłaszcza stworzeniu instrumentów pobudzających inwestycje i wieloletnie gwarancje finansowych korzyści.
- Należy planowo wykorzystywać energię w systemie kogeneracyjnym – energię elektryczną i ciepłą.

Literatura

1. Handreichung Biogasgewinnung und Nutzung, Bundesministerium für Verbraucherschutz, Ernährung und Landwirtschaft, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V., Gülzow, 2006 (in German).
2. Raggam A., Klima Wandel Biomasse als Chance gegen Klimakollaps und globale Erwärmung, Graz, 2004 (in German).
3. Jasiulewicz M., Sieć osadnicza małych i średnich miast i osad wiejskich, a problemy wykorzystania

- odnawialnych źródeł energii (OZE), ze szczególnym uwzględnieniem produkcji biomasy [w:] Ekspertyzy do koncepcji przestrzennego zagospodarowania kraju 2008-2033. Tom I, Ministerstwo Rozwoju Regionalnego, KPZK, Warszawa, 2008, ss. 1-66.
4. Jasiulewicz M., Potencjał rozwoju rolnictwa energetycznego w Polsce [w:] Roczniki SERiA, Tom XI, Nr 6, Warszawa - Poznań - Olsztyn, 2009.
 5. Jasiulewicz M., Economical Aspect of Short Rotation Coppies Willow and Results of Co – Combustion Process in the Middle Boiler, [in:] 17-th European Biomass Conference and Exhibition from Research to Industry and Markets, Proceedings, Hamburg, 2009.
 6. Hoogwijk M.M., On the Global and Regional Potential of Renevable Energy Sources, Utrecht, 2004.
 7. Regiel F., The Substitution Potential of Biofuels in Aviation: A Global Assessment Coudsidering Sustainability Criteria Proceedings of the XVII-th International Biomass Conference, Hamburg, 2009.
 8. Hannula I., Lappi K., Simell P., Kurkela E., Luoma P., Haavisto I., High Efficiency Biomass to Power Operation Experiences and Economical Aspect of the Novel Gasification Process, 3-rd International Bioenergy Conference and Exhibition, Iyvaskyla (Finland), 2007.

POTENTIAL OF BIOGAS PRODUCTION IN POLAND

Summary

Poland's agriculture possesses a huge potential as concerns biogas production in the fermentation process. There are many possibilities to use waste biomass from plant and animal production and from the waste production of agrarian and food industries, and also from energy tillage for the biogasification process. A creation of a system of biogas plants on such a large scale in a dispersed system will facilitate not only the use of waste of all types but will also improve the energy security. A cogeneration use of electric and heat energy is of a great importance.

***Ksawery Kuligowski**, *Andrzej Tonderski**,
*Mariusz Wójcik****

BIOGAZ Z ALG – SZANSE I ZAGROŻENIA

Streszczenie

Eutrofizacja i efekt cieplarniany są problemami środowiskowymi, które powodują zanieczyszczenie wód i plaż oraz zmiany klimatyczne. Analizowana koncepcja produkcji biogazu z alg przyczynia się do ograniczenia obydwu tych problemów. Oprócz podstaw naukowych, przedstawione zostały światowe doświadczenia dotyczące zbierania alg na plażach, hodowli alg, prowadzenia procesu fermentacji beztlenowej oraz wykorzystania biogazu czy osadu pofermentacyjnego. Technologia stwarza szanse rozwiązania problemów oraz produkcji energii, ale powoduje też szereg zagrożeń, np. niestabilność sezonowa dostaw surowca, trudność lokalizacji biogazowni w pobliżu źródła surowca, wysokie koszty zbierania i transportu, wysoki stopień uwodnienia surowca oraz utrudnione wykorzystanie osadu pofermentacyjnego z powodu podwyższonej zawartości niektórych elementów.

* Pomorskie Centrum Badań i Technologii Środowiska, POMCERT, Gdynia, Polska.

Wstęp

Zatoka Gdańska uznawana jest jako obszar wodny Bałtyku najbardziej zagrożony eutrofizacją, głównie z powodu zrzutów zanieczyszczeń Wisłą oraz braku równomiernego mieszania wód zatoki z wodami otwartego morza^{1,2}. Rezultatem nadmiernej eutrofizacji jest wzrost alg morskich w okresie letnim, które dryfując po wodach zatoki spychane są na okoliczne plaże, zanieczyszczając je. Dopóki zrzuty nadmiernych ilości zanieczyszczeń (głównie azotu i fosforu) do zatoki nie zostaną ograniczone, problem alg na trójmiejskich plażach będzie narastał.

Dodatkowym źródłem zanieczyszczenia algami na sopockiej plaży może być ich przemieszczanie się z Zatoki Puckiej za pomocą sprzyjających ku temu wiatrów (południowo-zachodnich od maja do września) i prądów morskich (głównie z północnych kierunków). Oszacowano, że ok. $2.2-4.4 \times 10^2$ ton suchej masy alg może być przetransportowane do plaży sopockiej w czasie 1 godziny. W październiku natomiast, silne południowo-wschodnie wiatry mogą przyczynić się do przemieszczenia się tych alg w głąb lądu³.

Alternatywą do utylizacji tych materiałów może być fermentacja metanowa w biogazowni celem odzysku energii. Jednakże algi wyrzucane przez morze i zbierane

¹ Łysiak-Pastuszak E., Drgas N. and Piątkowska Z. (2004) Eutrophication in the Polish coastal zone: the past, present status and future scenarios. *Marine Pollution Bulletin*, 49, pp. 186-195.

² Kowalewska G. (1999) Phytoplankton blooms - a 'fever' of the Baltic ecosystem. *Oceanologia*, 41 (2), pp. 265-275.

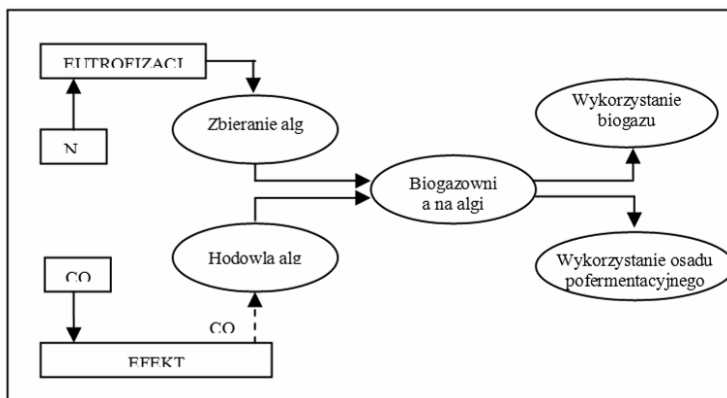
³ Filipkowska A., Lubecki L., Szymczak-Żyła M., Łotocka M., Kowalewska G. (1999) Factors affecting the occurrence of algae on the Sopot beach (Baltic Sea), *Oceanologia*, 51(2), pp. 233-262.

na plażach to surowiec o sezonowym dostępie. Ich wzrost spowodowany jest eutrofizacją i przypada jedynie na miesiące letnie. Aby zrekompensować te niezrównoważone dostawy surowca, proponuje się dodatkową hodowlę alg.

W kolejnych częściach artykułu przedstawiona jest koncepcja produkcji biogazu z alg oraz aspekty dotyczące zbierania alg, hodowli alg, produkcji biogazu, wykorzystania biogazu oraz wykorzystania osadu pofermentacyjnego.

Koncepcja produkcji biogazu z alg

Biogazownia może być zasilana zarówno algami morskimi, wyrzucanymi na plażę, których nadmierny wzrost spowodowany jest eutrofizacją wód Bałtyku, jak i algami z hodowli, gdzie dwutlenek węgla (CO_2) wykorzystany jest przez te organizmy w procesie fotosyntezy do przyrostu biomasy (rys. 1).



Rysunek 1. Schemat przedstawiający współzależności między poszczególnymi elementami, które wpływają na

produkcję biogazu z alg.

Takie przechwycenie CO₂ wpływa na ograniczenie efektu cieplarnianego. Wciąż jednak nierozwiązany pozostaje problem efektywnego zbierania alg z powierzchni wody lub z plaży, lokalizacja biogazowni, która powinna być w miarę możliwości jak najbliżej miejsca występowania surowca aby ograniczyć koszty jego transportu oraz sezonowość występowania surowca. Biogaz może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej i ciepłej lub wtłoczony do sieci gazowej, zapewniając zyski producentowi. Osad pofermentacyjny to teoretycznie wydajny naturalny nawóz, jednak wciąż brak jest jednolitych regulacji prawnych określających status tego materiału, a jednym z warunków uzyskania pozwolenia na budowę biogazowni jest przedstawienie sposobu jego utylizacji.

Zbieranie alg

Ponieważ kilka litrów wody zawiera jedynie kilka gramów alg, ich pozyskiwanie w suchej postaci stanowi znaczący problem. Algi mogą być zbierane z wody za pomocą specjalnej platformy unoszącej się na wodzie, gdzie napęd stanowią dwa boczne koła wyposażone w łopatki zagarniające wodę, a elementem oddzielającym wodę od alg jest ruchomy pas wykonany z półprzepuszczalnej membrany, przez którą przesącza się woda, osadzony na dwóch wałach.

Do innych metod efektywnego zbierania alg należy flotacja pianowa specjalnie zaprojektowana dla wód o dużym stopniu rozproszenia alg. Zbiory są przeprowadzone w długiej kolumnie zawierającej wodę

napowietrzaną od spodu. Stabilna kolumna piany zbierana jest w górnej części kolumny na jej krawędzi. Zagęszczenie zbieranych alg jest funkcją pH, stopnia napowietrzania, porowatości aeratora, stężenia alg w wodzie dopływającej do kolumny oraz wysokości piany w kolumnie. Proces okazał się wykonalny także finansowo⁴. Inną techniką zbioru alg jest filtracja na membranach celulozowych z użyciem pompy próżniowej. Zaletą tej techniki jest odzysk mikroalg o bardzo małej gęstości, jednak przy filtrowaniu większych ilości wody istnieje ryzyko zapychania się filtra. Można tego uniknąć aplikując przepływ powietrza w przeciwną stronę filtra, co powoduje jego oczyszczenie. Metoda ta pozwala na zagęszczenie materiału alg z 20 l do 300 ml wody w czasie 3 h. Pozostałe metody zbioru alg opierają się o flokulację i odwirowanie⁵. Technologia oparta na zasadzie magnetyzmu została opracowana na razie w skali laboratoryjnej, jednak naukowcy są pewni powodzenia tego rozwiązania na większą skalę, i przygotowują się do zbudowania instalacji pilotażowej⁶.

W Chinach opatentowana została technologia przeznaczona do zbierania alg z powierzchni jezior. Instalacja składa się z rurociągu, urządzenia do rozdzielania wody i zawieszonych w niej alg oraz

⁴ Levin G.V., Clendenning J.R., Gibor A., Bogar F.D. (1962) Harvesting of algae by froth flotation. *Applied Microbiology*, 10, pp 169-175.

⁵ [Http://www.oilgae.com/algae/har/fil/fil.html](http://www.oilgae.com/algae/har/fil/fil.html).

⁶ Nanopatents and Innovations, Siemens: Algae for biogas easily harvested using micrometer magnetite, dostępne na: <http://nanopatentsandinnovations.blogspot.com/2009/11/siemens-algae-for-biogas-easily.html>.

pompy. Rurociąg umieszczony jest na unoszącej się na wodzie platformie a jego wylotowa część zlokalizowana jest pod wodą i zorientowana pod kątem mniejszym niż 90° do powierzchni wody w celu optymalnego czerpania zawiesiny⁷.

Hodowla alg

Konwencjonalne, lądowe rośliny energetyczne nie zapewniają tak dużego pochłaniania dwutlenku węgla z atmosfery jak algi morskie. Poza tym, rośliny te konkurują o teren i dostęp do wody z roślinami przeznaczonymi do produkcji żywności. Algi morskie są teoretycznie lepszym kandydatem na rośliny energetyczne ponieważ rosną szybciej, wymagają mniej konserwacji, bytują w środowiskach niezagrażających rolnictwu czy leśnictwu oraz przystosowane są do życia w różnych warunkach (od wód słodkich po wody bardzo słone). Algi są także bardzo efektywne w przetwarzaniu energii słonecznej na biomasę a ich prosta struktura biologiczna sprawia że ulegają szybszej biodegradacji niż rośliny lądowe⁸. Algi są atrakcyjnym źródłem energii z biomasy, ponieważ nie konkurują z roślinami spożywczymi i charakteryzują się wyższą wydajnością energetyczną w przeliczeniu na powierzchnię upraw (rys. 2). Badania cyklu życia produktu (Life Cycle Assessment) wskazują, że niektóre konwencjonalne rośliny energetyczne (kukurydza, rzepak) mają niższy

⁷ Yiping Huang, Yichun Ye, Wei Xia, Jingfu Xu (2009) Blue algae collection system, Patent zgłoszony przez ‘Sichuan Dutch Sino Separation’, Nr CN 101560046 (A).

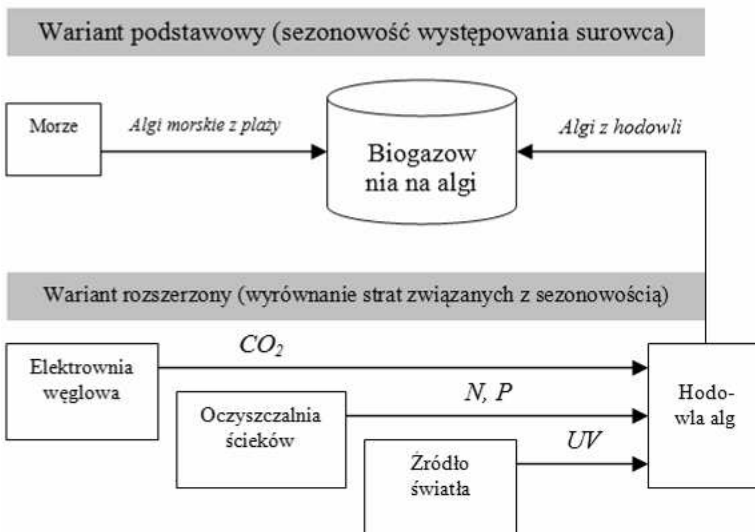
⁸ The Sustainable Fuels from Marine Biomass project, BioMara: www.biomara.org.

wpływ na środowisko niż algi w kontekście zużycia energii, wody i emisji gazów cieplarnianych, niezależnie od miejsca uprawy. Tylko w kontekście użytkowania gruntów i potencjalnej eutrofizacji algi wypadają lepiej. W celu zmniejszenia tego wpływu, spaliny z konwencjonalnych elektrowni na paliwa kopalne zawierające CO₂ a w większym stopniu ścieki mogłyby być wykorzystane do rekompensaty większości obciążeń środowiskowych związanych z hodowlą alg^{9 10}. W celu uzasadnienia korzyści z produkcji alg w połączeniu z oczyszczaniem ścieków jako źródła azotu i fosforu, zostały przeprowadzone obliczenia cyklu życia produktu (LCA). Dzięki tym wynikom stwierdzono, że taki scenariusz produkcji alg zmniejsza ich wpływ na środowisko i czyni tą produkcję bardziej zrównoważoną niż w przypadku tradycyjnych roślin uprawnych¹¹.

⁹ Yeoung-Sang Yun, Sun Bok Lee, Jong Moon Park, Choong-I Lee, Ji-Won Yang (1997) Carbon dioxide fixation by algal cultivation using wastewater nutrients. *J. Chem. Tech. Biotechnol.*, 69, 451-455.

¹⁰ Samson R., LeDuy A. (1982) Biogas production from anaerobic digestion of *Spirulina maxima* algal biomass. *Biotechnology and Bioengineering*, 24, pp. 1919-1924.

¹¹ Clarens A. F., Resurreccion E. P., White M. A. and L. M. Colosi (2010) Environmental Life Cycle Comparison of algae to other bioenergy feedstocks. *Environ. Sci. Technol.*, 44, pp 1813-1819.



Rysunek 1. Schemat przedstawiający produkcję biogazu z alg morskich wyrzuconych na plażę przez morze (wariant podstawowy) i produkcję biogazu z mieszaniny alg wyrzucanych przez morze i alg z hodowli (wariant rozszerzony).

Oprócz składników odżywczych (nawozów) i CO_2 , algi potrzebują także odpowiedniej temperatury i dostępu do światła. Algi na powierzchni basenu hodowlanego zacienią te pod spodem, więc całość wymagać będzie stałego mieszania. Naświetlenie w wysokości $50-100 \text{ W/m}^2$ wystarczy do dobrego wzrostu. W Polsce średnie roczne nasłonecznienie wynosi 126 W/m^2 ¹². Niedobór ciepła może spowolnić wzrost, a w krańcowych warunkach wzrost może być zahamowany. Istnieją przynajmniej trzy sposoby dostarczania energii - pompowanie powietrza

¹² www.wikipedia.org.

(ewentualnie spalin bogatych w CO₂), mieszanie alg oraz ich dogrzewanie. Sprawność przemiany światła na energię dla alg jest na poziomie 3% - kilka razy mniej niż ogniwa fotowoltaiczne, jednak więcej niż miskant czy burak cukrowy.

Algi zużywają dwutlenek węgla dla prawidłowego rozwoju podczas fotosyntezy, jednak zawartość dwutlenku węgla zawartego w powietrzu atmosferycznym jest zbyt mała do wydajnego wzrostu alg. W związku z tym rozważa się inne źródła, bardziej skoncentrowanego CO₂. Na każdą kilowatogodzinę energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrowni opalanej węglem, około 1 kg CO₂ uwalniane jest ze spalinami. Uprawa alg wymaga od 1.5 do 3kg CO₂ na każdy kg alg. Problematycznym może okazać się zdefiniowanie szczepów alg, które będą akceptować gazy odlotowe z dużą ilością siarki i związków azotu w porównaniu z czystym strumieniem gazów z innych procesów produkcyjnych. Jeśli spaliny mają być źródłem CO₂, największym wyzwaniem jest wybór odpowiedniego gatunku alg, niewrażliwego na dodatkowe zanieczyszczenia gazowe zakładając niewielki lub niski koszt ewentualnego oczyszczenia gazu. Zastosowanie alg w pochłanianiu dwutlenku węgla jest popularnym pomysłem w USA. W ramach kilku pilotażowych projektów sponsorowanych przez przemysł, hodowla alg była zlokalizowana w pobliżu źródła CO₂. Mimo spodziewanej toksyczności tlenków siarki i azotu, badania wykazały, że kilka szczepów alg (m.in. NANN02, NANNP2 i PHAEO2) tolerowało stężenia NO_x do 300 ppm w spalinach. Surowy strumień spalin z elektrowni zawiera w przybliżeniu od 12 do 15

procent CO₂ objętościowo. Alternatywą dla ograniczenia kosztów przesyłu surowych spalin i zagęszczenia CO₂ byłoby upłynnienie tego gazu. Biorąc pod uwagę korzyści z sekwestracji CO₂ przez algi oraz późniejszy odzysk z nich energii, budowa rurociągu do transportu upłynnionego CO₂ może być wykonalna w danej lokalizacji¹³.

Specjalnie przygotowane rusztowanie do hodowli i ułatwionego zbioru alg morskich zostało opatentowane w Belgii¹⁴. Mimo iż zainteresowanie uprawą alg jest ogromne, nie są jeszcze dostępne rentowne metody produkcji na skalę przemysłową. Algi nie wydają się wpływać na zasoby słodkiej wody, są biodegradowalne i wywierają minimalny wpływ na środowisko. Można je również uprawiać w różnych źródłach wody, także w ściekach. Jednakże koszty początkowe i operacyjne są obecnie zbyt wysokie, aby uprawa alg mogła realnie zastąpić inne, dostępne na rynku paliwa¹⁵.

W polskich warunkach, często problemem jest fakt, że rośliny przeznaczone na produkcję wysokokalorycznego biogazu mają bardzo małe przyrosty masy przy naszych warunkach klimatycznych. Algi są dobrymi kandydatami, rosną szybko przy możliwie minimalnych wymaganiach środowiskowych oraz nie stanowią konkurencji dla roślin żywnościowych. Planuje się zbieranie alg z Zatoki Gdańskiej, Zalewu

¹³ Rusing S.A. (2009) Examining CO₂ sources for algae, Advanced Cryogenics Ltd., BBI International report.

¹⁴ Vanhoutte Koenraad, Vanhoutte Jan (2009) Method for harvesting algae or plants and device used thereby, Patent zgłoszony przez 'SBAE Ind Nv', Nr WO 2009037355 (A1).

¹⁵ [Http://ebiomasa.pl/Biomasa/unijny-projekt-biomara-poszukujenowych-sposobow-na-produkcji-biopaliw-z-alg.html](http://ebiomasa.pl/Biomasa/unijny-projekt-biomara-poszukujenowych-sposobow-na-produkcji-biopaliw-z-alg.html).

Wiślanego i jezior olsztyńskich bez konieczności tworzenia hodowli¹⁶.

Produkcja biogazu

Dotychczasowe badania nad niektórymi gatunkami alg (m.in. *Macrocystis pyrifera*, *Durvillea Antarctica*) wykazały, że produkcja biogazu z tych alg w dwustopniowym systemie fermentacji beztlenowej sięga 180.4 (± 1.5) ml/g suchej masy alg, a stężenie metanu w biogazie wynosi około 65%. W przypadku użycia mieszaniny tych gatunków w stosunku 1:1 wagowo, zaobserwowano niższą produkcję biogazu, jednak zawartość w nim metanu była porównywalna¹⁷. Dla tradycyjnych mieszanek gnojowicy z kiszonką kukurydzianą, produkcja biogazu wynosi około 216 ml/g suchej masy surowca a stężenie metanu w biogazie 60-65% (dane uśrednione dla 20 duńskich biogazowni rolniczych¹⁸). Na świecie przeprowadzono badania wykorzystania takich gatunków alg jak *Macrocystis pyrifera*, *Sargassum*, *Laminaria*, *Ascophyllum*, *Ulva*, *Cladophora*, *Chaetomorpha*, *Gracilaria*, *Spirulina*

¹⁶ [Http://www.portfel.pl/pdf/art5624](http://www.portfel.pl/pdf/art5624).

¹⁷ Vergara-Fernández A., Vargas G., Alarcón N. and Velasco A. (2008) Evaluation of marine algae as a source of biogas in a two-stage anaerobic reactor system. *Biomass and Bioenergy*, 32, pp 338-344.

¹⁸ Poulsen, T.G., Prapaspongsa, T., Hansen, J.Aa., (2008) Energy and greenhouse gas balances for pig manure using alternative treatment options. In: Proceedings of the ISWA/WMRAS World Congress, November 2008, Singapore.

Maxima w celach kompostowania i produkcji biogazu¹⁹
²⁰ ²¹ ²², jednak niektórzy naukowcy twierdzą, że produkcja biogazu z tego materiału w wielu regionach świata jest ekonomicznie niewykonalna co jest głównie związane z sezonowością dostaw surowca²³.

Biogaz może być włączany do basenu hodowlanego, gdzie CO₂ jest wykorzystywany przez hodowane algi, jednocześnie oczyszczając biogaz z dwutlenku węgla²⁴. Inna technologia, oprócz recyrkulacji gazu syntezowego zakłada również podgrzewanie alg zanim dotrą one do komory fermentacyjnej w celu usprawnienia produkcji biogazu²⁵.

¹⁹ Chynoweth D.P., Owens J.M., Legrand R. (2001) Renewable methane from anaerobic digestion of biomass. *Renewable Energy*, 22 (1-3), pp. 1-8.

²⁰ Caliceti M., Argese E., Sfriso A., Pavoni B. (2002) Heavy metal contamination in the seaweeds of the Venice lagoon. *Chemosphere*, 47 (4), pp. 443-454.

²¹ Demirbas A. (2005) Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues, *Prog. Energ. Combust.*, 31 (2), pp. 171-192.

²² Samson R., LeDuy A. (1982) Biogas production from anaerobic digestion of *Spirulina maxima* algal biomass. *Biotechnology and Bioengineering*, 24, pp. 1919-1924.

²³ Gunaseelan V.N. (1997) Anaerobic digestion of biomass for methane production: a review, *Biomass Bioenergy*, 13 (1-2), pp. 83-114.

²⁴ Offerman J.D., Mc Tavish H. (2009) Integrated systems for producing biogas and liquid fuel from algae, US Patent zgłoszony przez 'Novus Energy Llc', Nr US 2009/0321/349 A1.

²⁵ Merimon T., Mccall J. (2010) System and method for continuous fermentation of algae, US Patent zgłoszony przez 'Missing Link Technologies LL', Nr US 2010068791 A1.

Aby ograniczyć koszty transportu surowca do minimum, biogazownia powinna być zlokalizowana możliwie jak najbliżej źródła występowania alg. Niemożliwe jest jednak z prawnego i technicznego punktu widzenia, zbudowanie jej na miejskiej plaży. Biorąc pod uwagę jednak przeważający zachodni i południowo-zachodni kierunek wiatrów nad trójmiejską aglomeracją, lokalizacja biogazowni na wybrzeżu Zatoki Gdańskiej byłaby dobrym pomysłem, gdyż ewentualna emisja odorów nie stwarzałaaby problemu dla terenów zamieszkałych i obszarów chronionych znajdujących się na zachód od wybrzeża. Jeżeli zaistniałaby konieczność transportu surowca na dalsze odległości, dodatkowym środkiem obniżającym koszty transportu mokrych wodorostów byłoby ich wysuszenie w pobliżu miejsca zbierania oraz kompresja w celu zmniejszenia ich objętości.

Naukowcy we Włoszech opracowali metodę sezonowego odzysku energii z alg (*Ulva*, *Glacilaria*, *Chetomorpha*, *Valonia*) w regionie turystycznym Jesolo w Wenecji. Technologia ta składa się z następujących procesów²⁶:

- rozdzielanie wody zawierającej algi na frakcję suchą i mokrą obejmujące filtrację, mycie, mielenie i kompresję ciśnieniową,
- przesączanie frakcji mokrej przez złożo bakterii beztlenowych, osadzone na stałej konstrukcji

²⁶ Croatto, U. (1985) Improved technologies in biogas production from algae of the Venice Lagoon and waste treatment, Proceedings of the International Conference on Biomass, 25-29 March 1985, Venice. In: Energy from Biomass, eds. Palz W., Coombs J., Hall D.O., Elsevier Applied Science Publishers, England.

o dużym stężeniu tych bakterii na powierzchni złoża w przeciągu 24 godzin celem oszczędności na wielkości późniejszej komory fermentacyjnej biogazowni,

- usuwanie dwutlenku węgla z biogazu za pomocą adsorpcji-desorpcji w roztworze etanolaminy w różnych temperaturach i pod różnym ciśnieniem w celu uszlachetniania biogazu (odzysku metanu),
- kogeneracja energii elektrycznej i ciepłej,
- fermentacja beztlenowa.

Wykorzystanie biogazu

Biogaz może być wykorzystany do produkcji energii elektrycznej w turbinach gazowych lub do produkcji ciepła wskutek jego spalania. Najczęstszym i jednocześnie najefektywniejszym zastosowaniem biogazu jest produkcja elektryczności i ciepła w skojarzeniu. Jednak biogaz jak i inne źródła energii odnawialnej stosowane są głównie jako źródła wspomagające dla podstawowych jednostek opartych na paliwach kopalnych. Wynika to z faktu, że żadne OZE (Odnawialne Źródło Energii) w pojedynkę nie jest w stanie zapewnić stabilnych dostaw energii elektrycznej by pokryć podstawowe obciążenie sieci.

Jednak istnieją alternatywne sposoby wykorzystania biogazu. Na przykład w szwedzkiej gminie Linköping, biogaz przekształcany jest w paliwo dla pojazdów. Na dzień dzisiejszy około 7% pojazdów osobowych korzysta z 14 stacji tankowania CBG na terenie gminy²⁷. W innym szwedzkim mieście Trelleborg

²⁷ Notatka ze spotkania z Bertilem Carlsonem – kierownikiem projektu firmy Tekniska Verken z Linköping 29.01.2010.

planuje się budowę biogazowni na algi jesienią 2010 r. Szacuje się, że biogazownia ta będzie w stanie wyprodukować 350 GWh rocznie, co stanowi więcej energii niż obecne zużycie jej przez gminę Trelleborg. Algi mają być zbierane całego wybrzeża Skanii. Dodatkową zaletą produkcji biogazu z alg w Trelleborgu będzie zasilanie promów pasażerskich uzyskaną energią elektryczną. Celem projektu jest zasilenie wszystkich promów pasażerskich (40 przyjazdów i odjazdów dziennie) energią z biogazu do roku 2015. Właścicielem biogazowni jest Eon Gas i Skånska Biobränslebolaget stworzona przez właścicieli gruntów, częściowo finansowana przez Szwedzką Agencję Ochrony Środowiska²⁸.

Bardzo interesującym rozwiązaniem, które wciąż jeszcze jest w fazie pilotażowej, jest zastosowanie ogniw paliwowych wykorzystujących metan do produkcji energii elektrycznej²⁹. Jest to ogromna szansa wykorzystania biometanu powstałego z biogazu do produkcji czystej energii elektrycznej ze sprawnością osiagającą do 85%. Zasada działania urządzenia opiera się na procesach elektrochemicznych, w wyniku których z tlenu i metanu powstaje dwutlenek węgla i para wodna. Technologia ta jest już testowana między innymi przez amerykańską firmę eBay.

²⁸ Bark, S. (2010) Algal digestion produces biogas and a cleaner Baltic, Trelleborg municipality environment council, available at: http://www.se2009.eu/en/the_presidency/me-we/me-we_and_the_eu_baltic_sea_strategy/algal_digestion_produces_biogas_and_a_cleaner_baltic.

²⁹ Kosmiczna elektrownia w domu: Bloom Box, 28 lutego 2010, dostępne na www.agroenergetyka.pl.

Wykorzystanie osadu pofermentacyjnego

Materiał odpadowy z biogazowni to przefermentowane algi, zwane także pulpą pofermentacyjną. W przypadku konwencjonalnych biogazowni zasilanych kiszonką kukurydzianą i gnojowicą zwierzęcą, skład takiej pulpy pofermentacyjnej różni się od składu substratu w następującym zakresie: mniejsza zawartość suchej frakcji, gdyż jej lotna część ulega odgazowaniu oraz większa zawartość azotu amonowego, co powoduje problematyczną emisję amoniaku. Jednym ze sposobów zrównoważonej utylizacji pulpy pofermentacyjnej w celu efektywnego jej wykorzystania jako nawóz jest mechaniczna separacja na frakcję stałą bogatą w fosfor i frakcję ciekłą bogatą w azot. Takie rozwiązanie pozwalałoby wykorzystać rozdzielone składniki odżywcze w wybranych regionach o szczególnym deficycie tych elementów, przyczyniając się do zamknięcia obiegu tych pierwiastków w danym ekosystemie³⁰. Główną przeszkodą w bezpiecznej utylizacji pulpy pofermentacyjnej może być zawartość metali ciężkich w substracie przeznaczonym do fermentacji.

Badania zostały przeprowadzone na algach zgromadzonych na sopockiej plaży, w celu analizy ich potencjalnego wpływu na środowisko i zaproponowania sposobów bezpiecznego wykorzystania. Występowanie alg było stale monitorowane na przestrzeni 2 lat (2004-

³⁰ H.B. Møller, I. Lund, S.G. Sommer (2000): Solid-liquid separation of livestock slurry: efficiency and cost, *Bioresource Technology*, 74, 223-229.

2006), a próbki badane były na zawartość metali ciężkich, radionuklidów i zanieczyszczeń organicznych. Zbadano też stopień ich naturalnej degradacji. Generalnie algi mogłyby być wykorzystane jako naturalny nawóz. W Polsce zużycie takiego nawozu jest dozwolone, jednak do tej pory te nawozy były jedynie importowane. W przypadku alg z sopockiej plaży, nie ma pewności, że spełnią one wymagania polskiego prawa i utrudnione będzie uzyskanie odpowiednich certyfikatów, dlatego poszukuje się alternatywnych sposobów ich utylizacji (np. kompostowanie lub materiał użyty w parkach miejskich)³¹.

BIOGAS FROM ALGAE – CHANCES AND BARRIERS

Summary

Eutrophication and greenhouse effect are environmental problems leading to water and beach pollution as well as climate change. The idea of producing biogas via anaerobic digestion of marine algae can possibly reduce both of these problems. This article presents scientific background as well as worldwide experience in this area. This includes harvesting,

³¹ Filipkowska A., Lubecki L., Szymczak-Żyła M., Kowalewska G., Żbikowski R., Szefer P. (2008) Utilisation of macroalgae from the Sopot beach (Baltic Sea), *Oceanologia*, 50 (2), pp. 255-273.

cultivation, anaerobic digestion of algae as well as the use of biogas and fermentation residue. Such technology creates an opportunity to solve the above-mentioned problems and provides an added value, namely production of renewable energy. However, there are several threats related to this technology such as seasonal, unstable algae supply, localization of the biogas plant in vicinity of the algae source, high costs for harvesting and transport related to high water content of the material and safe utilization of the fermentation residue due to high levels of some contaminants.

KOGENERACJA W OPARCIU O ŹRÓDŁA BIOMASY / BIOGAZU

Streszczenie

W artykule przedstawiono krótki przegląd układów kogeneracyjnych energetyki rozproszonej opartych na źródłach biomasy i biogazu oraz naszkicowano problematykę zrównoważonego rozwoju sektora energetyki biomasowej w Polsce.

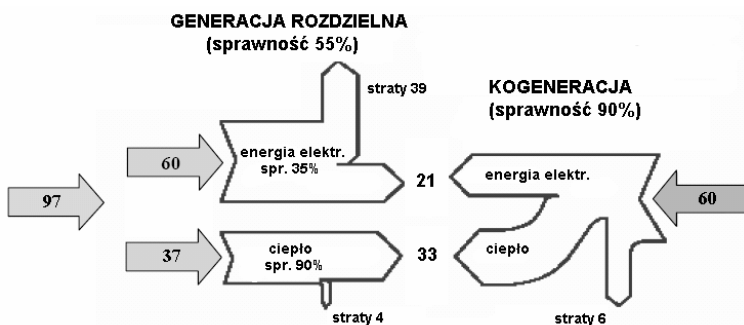
Kogeneracja

Kogeneracja to jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepłej, które prowadzi do lepszego, niż w przypadku produkcji rozdzielonej, wykorzystania energii pierwotnej. Przykładowe liczbowe zyski z kogeneracji przedstawiono na rys. 1. Jak widać ze schematu, dla wytworzenia 21 jednostek energii elektrycznej i 33 jednostek ciepła w kogeneracji (przy założeniu teoretycznej sprawności całkowitej na poziomie 90%) potrzeba 60 jednostek energii pierwotnej. Natomiast do wytworzenia tej samej ilości energii końcowej przy generacji rozdzielnej potrzeba aż 97

* Instytut Maszyn Przepływowych im. R. Szwalskiego PAN,
lampart@imp.gda.pl.

** RenCraft Sp. z o.o., Bydgoszcz,
przemyslaw.kowalski@ymail.com.

jednostek energii pierwotnej. Kogeneracja prowadzi zatem do obniżenia kosztów wytwarzania energii końcowej, jak i przyczynia się do zmniejszenia emisji, w szczególności CO₂. Możliwości produkcji energii w kogeneracji są zwykle ograniczone poprzez brak zapotrzebowania na energię cieplną.



Rysunek 1. Produkcja energii elektrycznej i ciepła w trybie generacji rozdzielnej i kogeneracji.

Energetyka rozproszona

Kogeneracja jako jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej znajduje szczególne zastosowanie w małych jednostkach wytwórczych energetyki rozproszonej. Rozwój tych jednostek nie jest planowany centralnie. Klasyfikacja jednostek energetyki rozproszonej odnosi się głównie do systemów wytwarzania energii elektrycznej, z możliwością wytwarzania także ciepła. Najbardziej adekwatny podział energetyki rozproszonej według mocy jednostek wytwórczych wydaje się następujący:

- mikro energetyka rozproszona (do 5 kW),
- mała energetyka rozproszona (5 kW – 5 MW),

- średnia energetyka rozproszona (5 MW – 50 MW),
- duża energetyka rozproszona (50 MW – 100 lub 150 MW).

W źródłach rozproszonych stosowane są różne technologie wytwarzania energii elektrycznej i ciepłej. Mogą to być małe elektrownie konwencjonalne, ciepłownie lub elektrociepłownie węglowe, kotłownie biomasowe, elektrownie wodne, farmy wiatrowe, morskie farmy wiatrowe, elektrownie słoneczne, stacje ogniwi paliwowych i magazynów energii, biogazownie i biorafinerie, rys. 2. W tych ostatnich odbywa się zresztą skojarzona produkcja paliw drugiej generacji i energii. Jakkolwiek za górną granicę mocy jednostek zaliczanych do energetyki rozproszonej uważa się 100-150 MW, nasze dalsze rozważania dotyczyć będą energetyki rozproszonej w małej skali dotyczącej mocy jednostek do 5 MWe.

Energia wyprodukowana w jednostkach mikro i małej energetyki rozproszonej trafia w pierwszej kolejności do lokalnego odbiorcy. Rozróżnia się generację na użytek własny gospodarstw, budynków przedsiębiorstw, obiektów administracji i użyteczności publicznej. Nadwyżki energii elektrycznej przekazywane są rozdzielczym sieci elektroenergetycznym. Nadwyżki ciepła trafiają do lokalnych sieci ciepłowniczych. Wyprodukowane paliwa mogą zostać wykorzystane dla celów transportowych lub być zatłoczone do lokalnych sieci paliwowych.



Rysunek 2. Model energetyki rozproszonej.

Wśród podstawowych zalet energetyki rozproszonej należy wymienić:

- możliwość wykorzystania lokalnych zasobów energetycznych, w tym w szczególności odnawialnych źródeł energii,
- możliwość produkcji różnych rodzajów energii w kogeneracji w miejscu zapotrzebowania na ciepło,
- uniknięcie nadmiernej mocy zainstalowanej,
- zmniejszenie obciążenia szczytowego,
- redukcja strat przesyłowych,
- zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego przez dywersyfikację źródeł energii,
- redukcję emisji gazów cieplarnianych (kogeneracja, odnawialne źródła energii).

Wśród wad energetyki rozproszonej należy wymienić:

- nieprzewidywalność produkcji energii z niektórych źródeł (elektrownie wiatrowe, słoneczne) i konieczność utrzymania rezerw mocy,

- wysokie początkowe nakłady inwestycyjne,
- wysokie koszty przyłączenia opomiarowania i bilansowania energii na jednostkę mocy wytworzonej.

Energia biomasy

Biomasa to ogromny rezerwuuar energii. Biomaseę stanowią rośliny zielone, rośliny zdrewniałe, ścinki drzew, odpady ściekowe, odchody zwierzęce, pozostałości organiczne przemysłu rolno-spożywczego, itp. Rośliny przechwytyują energię słoneczną i zamieniają ją w energię chemiczną w procesie fotosyntezy. Ta energia z kolei może zostać poddana konwersji do biopaliwa, energii elektrycznej lub ciepłej przy zastosowaniu następujących procesów:

- spalania – dla uzyskania ciepła,
- fermentacji metanowej – dla uzyskania biogazu, tj. mieszaniny metanu i dwutlenku węgla,
- pirolizy – termicznej obróbki biomasy dla uzyskania syngazu, tj. mieszaniny wodoru i tlenku węgla,
- fermentacji alkoholowej – dla konwersji roślin lignocelulozowych do cukrów i dalej do alkoholi,
- kogeneracji – jednoczesnej produkcji energii elektrycznej i ciepła z biomasy lub biopaliw.

Biomasa jest spalana jest w piecach domowych lub jest przetwarzana na biopaliwo lub energię elektryczną i ciepłą w zawansowanych technologicznie siłowniach biomasowych, biogazowniach i biorafineriach. Biomasa może pokryć istotną część światowego zapotrzebowania na energię, przy założeniu wysokosprawnych technologii produkcji biomasy i jej przetwarzania.

Siłownie biomasowe

Jedną z możliwych metod wykorzystania biomasy jest jej spalanie w celu pokrycia zapotrzebowania na ciepło. Biomasa w Polsce jest współspalana z węglem w piecach elektrowni i elektrociepłowni dużej mocy. W Polsce istnieją także setki małych ciepłowni opalanych biomasą. Dostarczają one ciepło/ciepłą wodę do lokalnych społeczności. Energia uzyskana ze spalania biomasy może być także wykorzystana do napędu układu kogeneracyjnego produkującego zarówno ciepło, jak i energię elektryczną. Tego typu instalacje – siłownie lub mikrosiłownie biomasowe nie są jeszcze zbyt rozpowszechnione. W Europie istnieje co najmniej kilkadziesiąt takich instalacji, zasilanych głównie biomasą drzewną (Austria, Niemcy). W Polsce zbudowano na razie 3 takie obiekty o mocy elektrycznej poniżej 2 MW każdy.

Biogazownie

Biogazownie to instalacje do produkcji biogazu z biomasy roślinnej, ścieków komunalnych, odchodów zwierzęcych, pozostałości przemysłu rolno-spożywczego, itp. Biogaz uzyskany w biogazowni to produkt fermentacji metanowej biomasy, inaczej beztlenowej dekompozycji substancji organicznej przez bakterie anaerobowe do mieszaniny metanu i dwutlenku węgla. Głównym składnikiem biogazu jest metan. Dzięki temu biogaz podobnie jak metan może być stosowany jako paliwo w transporcie, może być zatłaczany do sieci gazowej lub, w miejscu wytworzenia, wykorzystany do kogeneracji energii elektrycznej i ciepła.

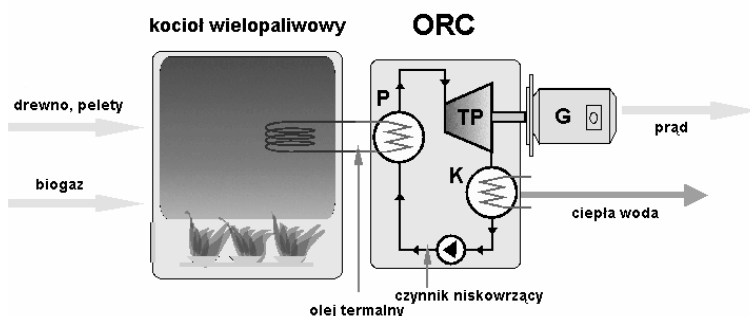
Głównymi urządzeniami biogazowni są zbiorniki substratów, komora fermentacyjna, zbiorniki biogazu, zbiorniki osadu pofermentacyjnego i urządzenia kogeneracyjne.

W Chinach znajduje się ponad 5 mln biogazowni przydomowych wykonanych metodą chałupniczą. W większości posiadają one podziemne komory fermentacyjne, a uzyskany biogaz jest spalany dla zaspokojenia potrzeb gospodarstwa na ciepło. W Niemczech i Danii zbudowano kilka tysięcy biogazowni, część z nich reprezentuje najwyższy poziom technologiczny. Największa biogazownia na świecie została zainstalowana w miejscowości Penkun (Niemcy) 10 km od granicy z Polską – ma moc elektryczną 20 MW. W Polsce mamy ponad 100 biogazowni zlokalizowanych przy oczyszczalniach ścieków i miejskich wysypiskach śmieci. Mamy także ok. 10 biogazowni rolniczych zasilanych m.in. gnojowicą i kiszonką kukurydzy.

Urządzenia kogeneracyjne siłowni biomasowych

Najbardziej odpowiednimi urządzeniami ko generacyjnymi siłowni biomasowych są małe turbiny lub mikroturbiny parowe pracujące w organicznym obiegu Rankine'a (ORC), którego schemat przedstawiono na rys. 3. Podstawowymi elementami składowymi siłowni są: ekologiczny kocioł przystosowany do spalania różnego rodzaju biomasy i biopaliw, obieg pośredni oleju termalnego odbierający ciepło od spalin i przekazujący je do czynnika roboczego, parownik, turbina na czynnik niskowrzący, generator, skraplacz oraz pompy obiegowe czynnika roboczego i oleju termalnego. W przyjętym

rozwiązaniu prąd elektryczny stanowi ok. 10-20% mocy cieplnej układu. Na cele ciepłownicze wykorzystuje się ciepło przegrzania i kondensacji czynnika roboczego układu ORC. Rozwiązanie to jest ciekawe ze względu na jego szczególną predyspozycję do wykorzystania niskotemperaturowych źródeł ciepła, możliwość utylizacji różnych rodzajów paliwa i możliwość zastosowania budowy modułowej – a zatem łatwość dostosowania do wymaganego zakresu mocy. Wyróżnić można przykładowo dwa podstawowe zakresy mocy siłowni kogeneracyjnych - mikroukładów dla odbiorców indywidualnych o mocy do 20kWc i 4kWe oraz na potrzeby kompleksów agroenergetycznych o mocy modułu do 1000kWc i 200kWe (maksymalnie do: 5MW i 1 MWe odpowiednio). W zakresie mocy do kilku lub kilkunastu kWe perspektywiczne są także układy kogeneracyjne z silnikiem Stirlinga (ze spalaniem zewnętrznym).

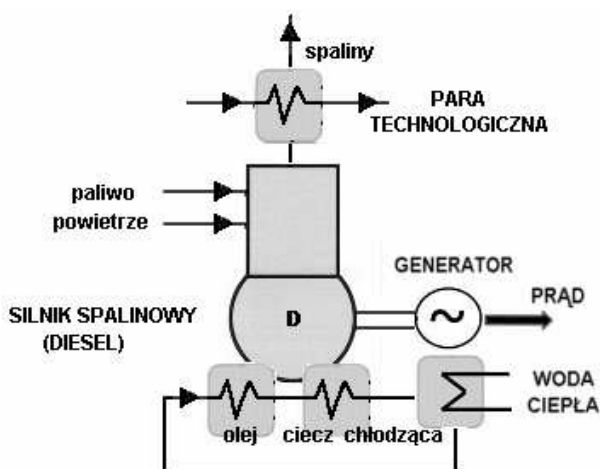


Rysunek 3. Siłownia kogeneracyjna w obiegu parowym ORC;
P – parownik, TP – turbina parowa, K – kondensator,
G – generator.

Urządzenia kogeneracyjne biogazowni

Podstawowymi urządzeniami układów kogeneracyjnych skojarzonych z układami produkcji biogazu są agregaty prądotwórcze na bazie silników spalinowych nadbudowane węzłem ciepłowniczym. Silniki spalinowe wyposażone w odpowiednie układy zasilania i automatykę zapłonu mogą spalać paliwa gazowe jak i ciekłe, także paliwa mniej kaloryczne, takie jak biogaz z biogazowni fermentacyjnej, gaz syntezowy otrzymywany w wyniku zgazowania pirolitycznego, ciekłe produkty fermentacji alkoholowej i pirolizy, produkty palne z procesu estryfikacji tłuszczów zwierzęcych, itp. Silniki spalinowe przeważnie pracują w zakresie mocy od kilkunastu kWe do kilku MWe.

Na rys. 4 przedstawiono schemat obiegu kogeneracyjnego silnika spalinowego. Spalinowy silnik tłokowy napędza generator energii elektrycznej. Ciepło z układu chłodzenia i smarowania zostaje wykorzystane na podgrzanie ciepłej wody. Ciepło spalin z wylotu silnika można wykorzystać do produkcji pary dla procesów technologicznych lub także dla celów ciepłowniczych.



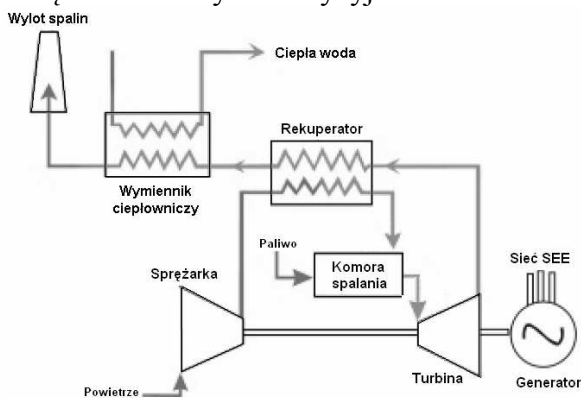
Rysunek 4. Schemat obiegu kogeneracyjnego silnika spalinowego.

Podstawowymi zaletami elektrowni opartych na silnikach tłokowych są:

- wysoka sprawność produkcji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy, w tym także podczas pracy w obszarze obciążeń częściowych,
- możliwość szybkiego uruchomienia i uzyskania obciążenia nominalnego,
- możliwość pracy w miejscach oddalonych od linii przesyłowych i w charakterze zasilania awaryjnego,
- duża różnorodność stosowanych paliw,
- stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne.

W układach kogeneracyjnych w małej skali można także wykorzystywać turbiny lub mikro-turbiny gazowe. Na rys. 5 przedstawiono schemat obiegu cieplnego kogeneracyjnej turbiny gazowej pracującej w obiegu otwartym. Do komory spalania dostarczone jest sprężone

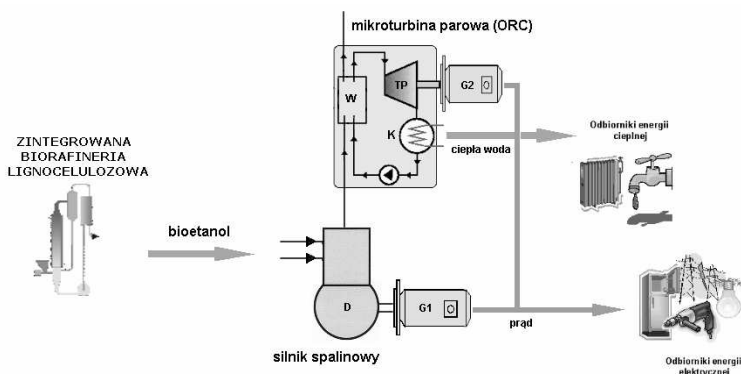
powietrze. W komorze spalania następuje spalanie paliwa i przekazanie ciepła do spalin. Spaliny rozprężają się w turbinie, która napędza generator. Spaliny z wylotu turbiny, o jeszcze wysokiej temperaturze na poziomie 400-600°C trafiają najpierw do rekuperatora, gdzie następuje wstępne ogrzanie sprężonego powietrza, po czym trafiają do wymiennika ciepłowniczego, gdzie zostaje podgrzana woda dla celów ciepłowniczych. Z uwagi na wysoką temperaturę spalin z wylotu turbiny można także budować obiegi gazowo-parowe z kogeneracją. Turbiny gazowe charakteryzują się znacznie dłuższym czasem eksploatacji niż silniki spalinowe i nie wymagają częstych usług dla podtrzymania eksploatacji. Zaletą jest możliwość szybkiego uruchomienia do uzyskania obciążenia nominalnego. Sprawność turbin gazowych w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej wypada jednak przeważnie o kilka punktów procentowych gorzej niż dla silników spalinowych w rozważanym zakresie mocy. Wyższe są także koszty inwestycyjne.



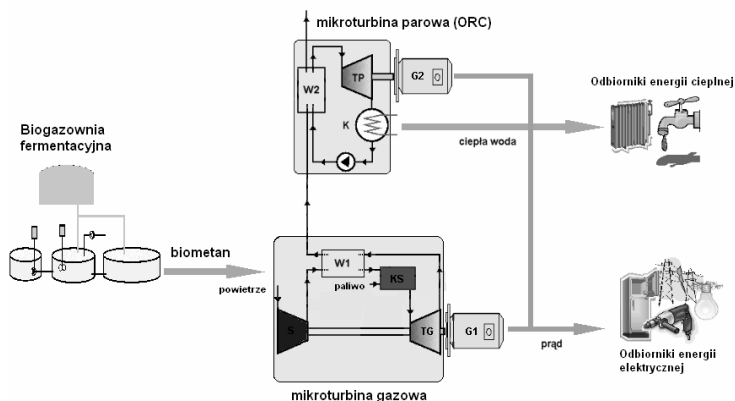
Rysunek 5. Schemat obiegu ciepłego kogeneracyjnej turbiny gazowej.

Z myślą o rozwijaniu technologii minisiłowni kogeneracyjnych skojarzonych z układami produkcji paliw z biomasy charakteryzujących się wysoką sprawnością produkcji energii elektrycznej (40-50%), prowadzone są prace nad realizacją obiegów kombinowanych gazowo/parowych przedstawionych na rysunku 6. Wydaje się, że największą rolę odegrają tu jednostki o mocy 0.5-1MWe. Podstawowy obieg siłowni to obieg silnika spalinowego lub turbiny gazowej, gdzie generator napędzany jest przez silnik spalinowy / turbinę gazową. Dodatkowym obiegiem jest obieg parowy ORC pracujący na ciepłe odpadowym stanowiącym ciepło spalin oraz ciepło chłodzenia silnika / turbiny. Turbina parowa w obiegu ORC napędza dodatkowy generator, który produkuje dodatkową energię elektryczną. Ciepło przegrzania i kondensacji czynnika roboczego układu ORC jest wówczas wykorzystywane na cele ciepłownicze.

A/



B/



Rysunek 6. Schematy siłowni kogeneracyjnych w układzie kombinowanym: A – silnik spalinowy + układ ORC; B – turbina gazowa + układ ORC; TP – turbina parowa, K – kondensator, G1, G2 – generatory, S – sprężarka, KS – komora spalania turbiny gazowej, W, W1, W2 – wymienniki ciepła.

Zrównoważony rozwój energetyki biomasowej w Polsce

Polityka Unii Europejskiej jest bardzo korzystna dla wytwarzania energii w jednostkach energetyki rozproszonej i w oparciu o odnawialne źródła energii, w tym biomasy. Przykładami są:

- dyrektywa 2009/28/WE w sprawie promocji wykorzystania odnawialnych źródeł energii,
- dyrektywa 2004/8/WE w sprawie promocji kogeneracji,

- dyrektywa 2003/87/WE w sprawie ustanowienia handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych.

Rozwój kogeneracji w oparciu o źródła biomasy/biogazu zbiega się z głównymi celami polityki energetycznej w Polsce:

- wzrost udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym bilansie energii do 15% w roku 2020 oraz do 20% w roku 2030,
- wzrost udziału biopaliw w transporcie do 10% w roku 2020,
- ochrona lasów przed nadmierną eksploatacją oraz zrównoważona podaż gruntów obszarów rolnych na cele upraw energetycznych.

Rozwój energetyki biomasowej jest ważny w kontekście rozwoju całego sektora energetycznego kraju. Stanowi element bezpieczeństwa energetycznego naszego państwa. Pozwala na większe uniezależnienie się od dostaw paliw i energii z importu, szczególnie z państw niedemokratycznych. Ponadto, energetyka biomasowa to głównie małe przedsiębiorstwa zlokalizowane blisko odbiorcy finalnego, w związku z czym unika się strat transmisyjnych, a bezpieczeństwo energetyczne wzrasta na poziomie lokalnym. Rozwój tego typu energetyki pozwala również na ograniczenie inwestycji sieciowych, w szczególności w system przesyłowy. Produkcja bioenergii charakteryzuje się zerową lub niską emisją do środowiska, co ma pozytywny efekt ekologiczny.

Energetyka biomasowa jest szansą dla regionów zaniedbanych gospodarczo, które mają duży potencjał produkcji biomasy. Energetyka biomasowa to nie tylko zaspokojenie potrzeb energetycznych, ale także

aktywizacja zawodowa ludności i rozwój obszarów wiejskich – rozwój małej i średniej przedsiębiorczości na terenach wiejskich, wzrost zatrudnienia, wzrost dochodu z podatków i promocja regionów. Beneficjentami rozwoju rolnictwa energetycznego są m.in. przedsiębiorcy inwestujący w kompleksy agroenergetyczne i siłownie kogeneracyjne, a zatem producenci biopaliw oraz różnych form energii końcowej, przedsiębiorstwa innowacyjno-wdrożeniowe, producenci urządzeń i instalacji, stanowiących wyposażenie technologiczne kompleksów agroenergetycznych i siłowni oraz plantatorzy roślin energetycznych.

Potencjał rolnictwa energetycznego w Polsce jest ogromny. Grunty rolne w Polsce zajmują ok. 15 mln ha, z czego na potrzeby żywnościowe wystarcza 4-5 mln ha. Plantacje wierzby energetycznej o powierzchni 1 mln ha przeznaczonej do spalania w ciepłowni to podaż energii pierwotnej równa 125 TWh rocznie przy założeniu wydajności biomasy o wilgotności 15-20% na poziomie 25 ton / (ha rok) i wartości opałowej 18 MJ/kg (1 mln ha x 25 ton / (ha rok) x 18 MJ/kg = 450 mln GJ rocznie = 125 TWh rocznie). Przy kogeneracji w oparciu o technikę kotłową i obieg termodynamiczny ORC z turbiną parową można pozyskać ok. 20 TWh energii elektrycznej (przy założeniu sprawności produkcji energii elektrycznej na poziomie 1/6) oraz ok. 90 TWh energii cieplnej.

W kontekście zastosowań biogazowych, plantacje roślin zielonych (np. kukurydzy) o powierzchni 1 mln ha to podaż energii pierwotnej na poziomie 50 TWh rocznie przy obecnym potencjale fermentacyjnym na poziomie

5000 m³CH₄/(ha rok) i wartości opałowej metanu 36 MJ/m³ (1 mln ha x 5000 m³CH₄/(ha rok) x 36 MJ/m³ = 180 mln GJ rocznie = 50 TWh rocznie). Dodatkowo biomasa z odchodów zwierzęcych i pozostałości przemysłu rolno-spożywczego o potencjale fermentacyjnym 2.5 mld m³CH₄/rok to podaż energii pierwotnej 25 TWh rocznie. Przy wysokosprawnej kogeneracji (przy założeniu sprawności produkcji energii elektrycznej na poziomie 1/3) można otrzymać 25 TWh energii elektrycznej rocznie oraz ponad 40 TWh ciepła. To wielkie ilości energii biorąc pod uwagę, że obecne zapotrzebowanie na energię kształtuje się na poziomie: energia elektryczna 140 TWh, ciepła 240 TWh, transportowa 150 TWh.

Do podstawowych działań na rzecz rozwoju energetyki biomasowej w Polsce należy zaliczyć:

- wsparcie dla inwestorów i producentów bioenergii,
- realizację programu promocji biopaliw i innych paliw odnawialnych w transporcie na lata 2008 – 2014,
- wdrożenie programu budowy biogazowni rolniczych przy założeniu powstania do roku 2020 co najmniej jednej biogazowni w każdej gminie,
- stymulowanie rozwoju zaplecza produkcyjnego i technologicznego dla energetyki biomasowej.

Ważnym elementem działań jest program Ministerstwa Gospodarki pt. Innowacyjna Energetyka - Rolnictwo Energetyczne¹. Program wychodzi naprzeciw podnoszonym postulatom o konieczności ustanowienia systemu promującego i wspierającego produkcję biogazu

¹ Program ‘Innowacyjna Energetyka - Rolnictwo Energetyczne’, Ministerstwo Gospodarki, 2009.

rolniczego. Celem programu jest stworzenie optymalnych warunków do rozwoju instalacji wytwarzających biogaz rolniczy i wykorzystujący go do produkcji energii elektrycznej i ciepła (tzw. biogazownie rolnicze) oraz wskazanie możliwości współfinansowania tego typu instalacji ze środków publicznych (krajowych oraz Unii Europejskiej) i przeprowadzenie stosownych działań edukacyjno-promocyjnych w zakresie budowy i eksploatacji biogazowni rolniczych. W opinii autorów programu sukcesywne wdrażanie programu powinno doprowadzić do utworzenia do 2020 roku średnio jednej biogazowni rolniczej w każdej gminie wykorzystującej biomasę pochodzenia rolniczego, przy założeniu posiadania przez gminę odpowiednich warunków do uruchomienia takiego przedsięwzięcia.

Program skierowany jest do różnych podmiotów działających na rynku energii, m.in. do przedstawicieli administracji państwowej i samorządowej, odbiorców energii, tj. gospodarstw domowych, zakładów użyteczności publicznej i podmiotów gospodarczych, do dostawców surowców, wytwórców i dystrybutorów energii, tj. producentów rolnych, inwestorów w wytwórnie biogazu, producentów oraz sieciowych dystrybutorów energii elektrycznej, energii cieplnej i gazu oraz do sektora bankowego.

Autorzy programu szacują potencjał surowcowy rolnictwa energetycznego pozwalający na wytworzenie 5-6 mld m³ biogazu, o parametrach jakościowych gazu ziemnego wysokometanowego rocznie. W pierwszej kolejności wykorzystane zostaną produkty uboczne rolnictwa, odchody zwierzęce i pozostałości przemysłu rolno-spożywczego. Wykorzystanie tych

niezagospodarowanych dotychczas odpadów do produkcji biogazu przyczyni się do ochrony środowiska przed zanieczyszczeniem oraz wzrostu dochodów rolników. W produkcji biogazu wykorzystywane są substraty, które trudno wykorzystać gdzie indziej, stwarzają problemy z utylizacją i mogą stanowić zagrożenie dla środowiska podczas składowania (gnojowica czy gnojówka). Z tych substratów powstaje właśnie biogaz, a pozostałości pofermentacyjne stanowią przyjazny dla środowiska nawóz organiczny, do wykorzystania na miejscu lub z możliwością transportu do dalej zlokalizowanych odbiorców.

Równocześnie w programie IERE przewiduje się prowadzenie upraw roślin energetycznych z przeznaczeniem na substrat dla biogazowni na powierzchni 700 tys ha, co pozwoli na pełne zabezpieczenie krajowych potrzeb żywnościowych oraz pozyskanie surowców niezbędnych do wytwarzania biopaliw i biogazu.

Rozwój biogazowni rolniczych uwarunkowany jest usunięciem szeregu barier instytucjonalno-prawnych, techniczno-technologicznych oraz ekonomicznych, które wpłyną na powstanie rynku biogazowni oraz usług i zaplecza technicznego dla instalacji biogazowych. Niezbędne jest także wsparcie nauki w zakresie realizacji programów badawczych i demonstracyjnych związanych z wdrażaniem i udoskonalaniem nowych technik i technologii wykorzystywanych do produkcji biogazu. Kluczowym elementem programów badawczych jest budowa instalacji modelowych i demonstracyjnych obrazujących procesy technologiczne zachodzące w biogazowni.

Mechanizmy wsparcia

Producenci bioenergii w Polsce mogą liczyć na szereg mechanizmów wsparcia, na które składają się:

- obowiązek zakupu bioenergii nakładany na instytucje zajmujące się obrotem energii,
- dodatkowe przychody wytwórców bioenergii,
- wsparcie inwestycji poprzez fundusze strukturalne, w tym Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko, Regionalne Programy Operacyjne, Program Rozwoju Obszarów Wiejskich, dofinansowanie w ramach Narodowego oraz Wojewódzkich Funduszy Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

I tak:

- Dystrybutor energii elektrycznej jest zobowiązany do zakupu energii elektrycznej wytworzonych w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci znajdujących się w obszarze działania dystrybutora, oferowanej przez przedsiębiorstwa energetyczne, które uzyskały koncesje na jej wytwarzanie. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym.
- Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się obrotem ciepłem i sprzedające to ciepło jest obowiązane do zakupu oferowanego ciepła wytwarzanego w przyłączonych do sieci odnawialnych źródłach energii znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w ilości nie większej niż zapotrzebowanie odbiorców tego przedsiębiorstwa, przyłączonych do sieci, do której są przyłączone odnawialne źródła energii.

- Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany do odbioru energii elektrycznej wytworzonej w wysokosprawnej kogeneracji w źródłach znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej przyłączonych bezpośrednio do sieci tego operatora.
- Operator systemu elektroenergetycznego, w obszarze swojego działania, jest obowiązany zapewnić wszystkim podmiotom pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii oraz w wysokosprawnej kogeneracji, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego.

Przychody wytwórcy zielonej energii pochodzą z dwóch źródeł: przychód ze sprzedaży fizycznej energii elektrycznej (po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym) oraz przychód ze sprzedaży praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które stanowią potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii lub w kogeneracji. Także świadectwa pochodzenia otrzymuje się za zatłaczanie biogazu z biogazowni rolniczej do sieci gazowej. Prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy. Rejestr świadectw pochodzenia prowadzi Towarowa Giełda Energii SA.

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW zwolnione jest z opłat za wpis do rejestru świadectw pochodzenia oraz dokonane

zmiany w rejestrze, z opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia oraz z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii. Energia elektryczna wytwarzana z odnawialnych źródeł energii zwolniona jest z akcyzy. Przyjmuje się zerową stawkę akcyzy na biogaz.

Ponadto na każdym przedsiębiorstwie energetycznym zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem, które sprzedaje tę energię odbiorcom końcowym, przyłączonym do znajdującej się na terenie naszego kraju sieci, ciąży obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki (URE) świadectw pochodzenia, które stanowi potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w źródle odnawialnym. Co rok każdy przedsiębiorca powinien rozliczyć się z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii oraz świadectw pochodzenia z kogeneracji za poprzedni rok kalendarzowy lub uiścić opłatę zastępczą stosownej wielkości. Wymagany udział ilościowy sumy energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii oraz sumy energii elektrycznej wytworzonej w kogeneracji, w całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo, został określony w rozporządzeniach Ministra Gospodarki z dn. 26 września 2007 i 14 sierpnia 2008.

Inwestorzy na rynku energetyki biomasowej mogą liczyć na szereg możliwości uzyskania dotacji z funduszy strukturalnych. Dla przykładu przedsiębiorstwa prywatne, jednostki samorządu terytorialnego, instytucje

publiczne mogą otrzymać dotacje na budowę lub rozbudowę wysokosprawnych jednostek kogeneracyjnych opalanych biomasą lub biogazem w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytet IX. Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna, Działanie 9.1. Wysokosprawne wytwarzanie energii.

Inwestycje w zakresie budowy jednostek wytwórczych energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii lub jednostek kogeneracyjnych niespełniających warunku wysokosprawnej kogeneracji mogą być dotowane w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytet IX. Infrastruktura energetyczna przyjazna środowisku i efektywność energetyczna, Działanie 9.4. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych.

Producenci urządzeń i linii technologicznych do budowy instalacji biogazowych, instalacji do produkcji energii elektrycznej i ciepła z biomasy mogą otrzymać dotacje w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko, Priorytet X. Bezpieczeństwo energetyczne, w tym dywersyfikacja źródeł energii, Działanie 10.3. Rozwój Przemysłu dla odnawialnych źródeł energii.

Budowa siłowni biomasowych lub biogazowych może zostać wsparta z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej lub z Programu Rozwoju Obszarów Wiejskich, Działanie 121. Modernizacja gospodarstw rolnych, Działanie 123. Zwiększenie wartości dodanej podstawowej produkcji rolnej i leśnej, Działanie 312. Tworzenie i rozwój mikroprzedsiębiorstw.

Edukacja i promocja

Głównym celem działalności edukacyjno-promocyjnej jest dotarcie do potencjalnych beneficjentów rozwoju energetyki biomasowej poprzez następujące działania:

- opracowanie i rozpowszechnianie (TV, radio, internet) informacji o biogazowniach / siłowniach biomasowych w aspekcie korzyści środowiskowych i przyczynku do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i regionów,
- nauka specjalistów w dziedzinie energetyki odnawialnej na poziomie szkół wyższych i średnich,
- organizacja konkursów wiedzy z obszaru odnawialnych źródeł energii dla uczniów szkół podstawowych i średnich,
- opracowanie przewodnika dla inwestorów, producentów rolnych, producentów urządzeń technicznych dla biogazowni i siłowni biomasowych zawierającego m.in. podstawowe informacje techniczne, obowiązujące procedury administracyjne, koszty inwestycji i mechanizmy wsparcia inwestycji i produkcji,
- udostępnienie instalacji pilotowych, czy demonstracyjnych obrazujących zachodzące procesy technologiczne.

Przewiduje się, że działania powyższe doprowadzą do przełamania niewiedzy odnośnie konwersji energii z biomasy i pozwolą szerokiej rzeszy potencjalnych beneficjentów na zapoznanie się z procesami technologicznymi zachodzącymi przy produkcji paliw, energii elektrycznej i ciepłej z biomasy oraz na zapoznanie się z logistycznymi, instytucjonalnymi

i prawnymi aspektami funkcjonowania siłowni biomasowych i biogazowych. Ważne jest także przełamanie pewnej bariery psychologicznej i zniekształconego obrazu energetyki biomasowej kreowanego przez pewne niechętnie środowiska wyolbrzymiające problemy związane z jej rozwojem.

BIOMASS / BIOGAS COGENERATION

Summary

The paper provides a short overview of distributed cogeneration systems fired by biomass or biogas and describes the sustainability of the emerging biomass energy sector in Poland.

Aleksandra Łukaszek, Wojciech Łukaszek**

BURAK ENERGETYCZNY – „KRÓL” ROŚLIN ENERGETYCZNYCH

Streszczenie

W pracy omówiono gospodarcze, badawcze, technologiczne i ekonomiczne aspekty wykorzystania uprawy buraka energetycznego dla produkcji biogazu.

* * *

W zdecydowanej większości publikowanych w ostatnim okresie w Polsce materiałach i dokumentach dotyczących rozwoju energetyki odnawialnej, których autorzy opierają się o mającą odbicie w rzeczywistości charakterystykę polskiego rolnictwa, biomasa pochodzenia roślinnego stanowi bazowy rodzaj substratu na którym ta energetyka powinna się opierać. Nieprawdziwą jest teza, lansowana agresywnie przez zachodnie firmy inwestujące w polską energetykę wiatrową (szczególnie RWE) że podstawowym segmentem energetyki odnawialnej w Polsce powinien być – ze względu na potencjał – wiatr.

W tym miejscu należy rozprawić się też z drugą szkodliwą tezą – z uporem maniaka lansowaną przez

* EKOENERGIA Kolonia Pozezdrze,
mail: ekoenergia@ekoenergia-oze.pl.

ośrodki zbliżone do Ministerstwa Rolnictwa – jakoby rozwój polskiej bioenergetyki opartej o przemysłową uprawę roślin energetycznych zagrażał poziomowi życia Polaków w szczególności przez ograniczenie dostępu do produktów żywnościowych, przez co grozi nam mniejszy lub większy głód.

O ile pierwsza teza nie znajduje uznania już wśród samych inwestorów w energetykę wiatrową, a zaczyna być głoszona i realizowana formuła daleko idącej współpracy „wiatru” z „biomasą” (vide współdziałanie warszawskiej firmy Wind Power i Konsorcjum Projektowo – Wykonawczego EKOENERGIA – SANECO zakresie wsparcia siłowni wiatrowych bioelektrowniami biogazowymi np. farmy wiatrowe i bioelektrownie w Sokołach i Klukowie) o tyle autorzy drugiej tezy okopali się na swych stanowiskach i nie zamierzają przyjąć do wiadomości, że rzeczywistość jest zgoła mniej dramatyczna niż sobie to wyobrażają.

wa pierwszej far-
/E w Polsce (na
e kwietnia w Par-
walki” zamonto-
piny.

rześniu hr. ruszy
du - powiedział
opp z RWE Inno-
cernu odpowiednie
dnawialnych źró-

Wiatrowy „Su-
8 turbin (wypro-
Siemensa), każda
nej 2,3 MW i wy-
szym punkcie)
ma dostarczać

że nawet i większej. Mamy możliwo-
ści, w tym także wybrane lokalizacje,
by zbudować farmy o mocy ponad
700 MW - mówi „Gazecie” Topp.

Firma podkreśla, że w polskich re-
aliach geograficznych i gospodarczych
to właśnie wiatr (a nie np. biomasa) jest
najbardziej atrakcyjnym źródłem „zie-
lonej” energii.

Między innymi dzięki inwestycjom
w Polsce RWE Innogy chce zrealizować
swoją strategiczną cel: mieć 4,5 tys. MW
w farmach wiatrowych w całej Europie.
Każdego roku firma ma wydawać co naj-
mniej miliard euro na budowę nowych
odnawialnych źródeł energii (OZE).

Koncern RWE jest jedną z nieciu

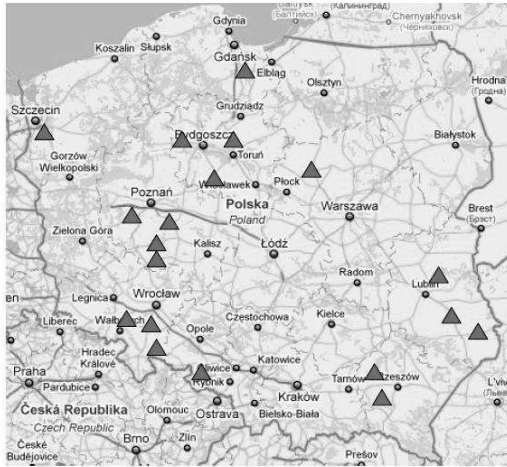
W tym miejscu należy zacytować wyliczenia potencjału biomasy jakich dokonywali różni wybitni specjaliści – m.in. prof. Jan Popczyk, prof. Anna Grzybek, prof. Józef Szlachta, dr Maciej Sygit, dr Jacek Dach i inni – z których jednoznacznie wynika że potencjał energetyczny zawarty w biomase uprawianej na 1 mln ha, kształtuje się na poziomie 8-10 mld m³ biogazu. Ale należy podkreślić, że autorzy tych obliczeń oparli je o uprawę kukurydzy, nie uwzględniając innych, bardziej wydajnych pod względem poziomu wygazowania roślin.

Zespół Konsorcjum Projektowo-Wykonawczego EKOENERGIA-SANECO, przy udziale pracowników naukowych Uniwersytetu im. Adama Mickiewicza w Poznaniu i Uniwersytetu Warmińsko-Mazurskiego w Olsztynie wykonał obliczenia w oparciu o potencjał energetyczny kukurydzy, topinamburu oraz buraka

energetycznego uprawianych na powierzchni 1,5 mln ha (z podziałem uprawy na: 1/3 buraki, 1/3 kukurydza i 1/3 topinambur) + 30% odchodów z wielkotowarowych ferm trzody, bydła i drobiu + 30% odpadów poprodukcyjnych zakładów przetwórczych przemysłu rolno – spożywczego (browary, mleczarnie, zakłady przetwórstwa warzywno – owocowego itp.), których wynik zamyka się możliwością wyprodukowania w ciągu roku w Polsce takiej ilości biogazu, która może zasilić bioelektrownie o szacunkowej mocy 6-7 tys. MW oraz pozwala na wyseparowanie około 8 mld m³ czystego metanu, stanowiącego po uzdatnieniu równoważnik gazu ziemnego GZ-50.

Oczywiście można po takim stwierdzeniu dyskutować o 1 tysiącu MW mocy elektrycznej w górę czy w dół, można spierać się o różnicę 1 mld m³ czystego metanu, ale rząd wielkości pozostaje.

W areale 1,5 mln ha, który bezpiecznie można zagospodarować pod uprawę roślin energetycznych, uwzględniliśmy 400.000 ha doskonałej – pszenno-buraczanej ziemi, na której do roku 2000 uprawiane były buraki cukrowe, a która obecnie przeznaczona jest pod inne uprawy, między innymi pod rzepak, od uprawy którego Europa powoli odchodzi. Tych 400 tys. ha, to różnica pomiędzy powierzchnią uprawy buraków cukrowych w roku 2000, a rokiem 2009 jaką sprokurowała w wyniku polityki Unii Europejskiej, likwidacja znakomitej części polskiego przemysłu cukrowniczego. W roku 2000 działało w Polsce 76 cukrowni, w roku bieżącym jedynie 19, w roku 2000 uprawiano buraki na 550.000 tys. ha, w roku bieżącym na 150.000 tys. ha.



▲ - cukrownie pracujące – stan na 25.09.2009r.

I tu dochodzimy do zasadniczego tematu jakim jest wykorzystanie roślin energetycznych w tym buraków do celów energetycznych w warunkach Polskich.



▲ - cukrownie zlikwidowane – stan na 25.09.2009r.

Dotychczasowa klasyfikacja energetycznej przydatności biomasy pochodzenia roślinnego oparta była (a w zasadzie jest nadal) na niemieckim modelu funkcjonowania bioelektrowni pracujących zasadniczo w technologii NaWaRo lub innych pochodnych. A te bioelektrownie były i są lokowane w znaczącej swej ilości przy fermach hodowli trzody i bydła, gdzie naturalnymi substratami są gnojowica i kiszonka z kukurydzy. Bardzo często, właściciel bioelektrowni, rezygnując z hodowli, pozostawał przy substracie wyłącznie w postaci kiszonki. Przez lata ten model się utrwalił i w zasadzie można powiedzieć, że dziś taka formuła surowcowa stanowi w Niemczech, Danii, Włoszech, Holandii czy Austrii prawie 94% wszystkich pracujących instalacji. Pozostałe 6% to bioelektrownie wykorzystujące inne substraty, takie jak odpady poubojowe, pomiot drobiowy, wywar gorzelniany i inne odpady przetwórstwa rolno-spożywczego, oczywiście ze znaczącym ilościowo dodatkiem kiszonki z kukurydzy. Sporadycznie wykorzystuje się kiszonki z traw, przed i poplonów oraz innych roślin – brak zresztą jakichkolwiek bliższych danych na ten temat.

W roku 2003 firmy EKOENERGIA (wówczas jako Ekoenergotherm) z Kolonii Pozezdrze, SETO z Łodzi oraz BUDIMEX z Olsztyna przedstawiły w SGGW wyniki prac zmieniających w zasadniczy sposób klasyfikację roślin pod względem ich przydatności energetycznej. Na pierwszym miejscu zdecydowanie znalazł się burak energetyczny (cukrowy), na drugim topinambur, a dopiero na trzecim kukurydza – za nimi pozostałe uprawiane i dziko rosnące rośliny które można wykorzystać do celów energetycznych. Klasyfikując

rośliny energetyczne w takiej kolejności, braliśmy pod uwagę przede wszystkim ich plenność (uzysk zielonej masy z 1 ha) oraz ilość biogazu jaką można uzyskać z 1 tony masy zakiszzonej. Nasze opracowanie przeszło wtedy bez szerokiego echa, tym niemniej, zaczęto zwracać na nie w określonych środowiskach uwagę. Prowadzone przez nas prace były wielokrotnie zbieżne z pracami realizowanymi w innych placówkach na terenie Polski czy ośrodkach niemieckich.

W roku 1999 równolegle w Polsce i w Niemczech rozpoczęto intensywnie prace nad wykorzystaniem do celów energetycznych słonecznika bulwiastego – topinamburu (*Helianthus tuberosus* L.). W Polsce najsilniejszym ośrodkiem był Wydział Nauk Rolniczych w Zamościu obecnego Uniwersytetu Przyrodniczego w Lublinie z dr inż. Aliną Kowalczyk – Juško, dr inż. Bogdanem Kościkiem, inż. Kajetanem Kościkiem. Znaczące wyniki osiągnęli również mgr Oleg Brudzenia, prof. dr hab. Anna Grzybek, prof. dr hab. Witold Podkówka, dr inż. Tomasz Piskier i prof. dr hab. B. Sawicka, zaś w praktycznym wykorzystaniu do celów energetycznych nieżyjący już dr inż. Tadeusz Sędzikowski i Wojciech Łukaszek. Oczywiście grono osób których zasługi na polu popularyzacji uprawy topinamburu dla celów energetycznych i zdjęcia ciężącego na nim odium rośliny niebezpiecznie ekspansywnej są wielkie i oczywiste jest więcej – nie sposób wymienić je wszystkie.

Ich prace pozwoliły na jednoznaczne stwierdzenie że topinambur jest rośliną wielce przydatną w bioenergetyce, dającą wyższe i lepsze efekty energetyczne niż kukurydza, jest przede wszystkim

rośliną wieloletnią, której uprawa nie wymaga w zasadzie zmiany usprzętowania w stosunku do uprawy kukurydzy. Parametry poziomu biogazowania są prawie identyczne jak kukurydzy, przy co najmniej dwukrotnie większym plonowaniu z 1 hektara. Realny średni poziom biogazowania to około 200 m³ z 1 tony masy zakiszzonej a średni plon z 1 ha to 100 – 120 ton masy zielonej: łodygi – z trzech pokosów i bulwy).

Informacje o wygazowaniu na poziomie 480 – 590 m³ z 1 tony biomasy (dr Alina Kowalczyk – Juško za A. Kryłowiczem, K. Chrzanowskim, J. Usidusem w: „Słonecznik bulwiasty – topinambur”. Wokół energetyki – sierpień 2006, dr Tomasz Jan Piskier w: Topinambur – roślina o wielokierunkowym wykorzystaniu”, agro-energetyka.pl – 24.05.2008 r.) należy przyjmować mimo wszystko bardzo ostrożnie. Badania poziomu biogazowania topinamburu przeprowadzone w roku 2003 przez Laboratorium Wydziału Inżynierii Procesowej Politechniki Łódzkiej na zlecenie dr T. Sędzikowskiego i W. Łukaszka dały wyniki oscylujące pomiędzy 190 a 230 m³ z jednej tony masy zakiszzonej.

Od roku 2001 z przerwą na lata 2003 – 2006, firma Ekoenergia w oparciu o współpracę z dr T. Sędzikowskim, Politechniką Łódzką a także z zaprzyjaźnionymi plantatorami buraków cukrowych w Wielkopolsce, na Opolszczyźnie i na terenie dawnego województwa przemyskiego, prowadziła obserwacje i badania nad możliwością wykorzystania do celów energetycznych buraka cukrowego oraz jego hybryd przystosowanych do celów energetycznych. Hybrydyzacja odmian i ich przedstawienie z przydatności

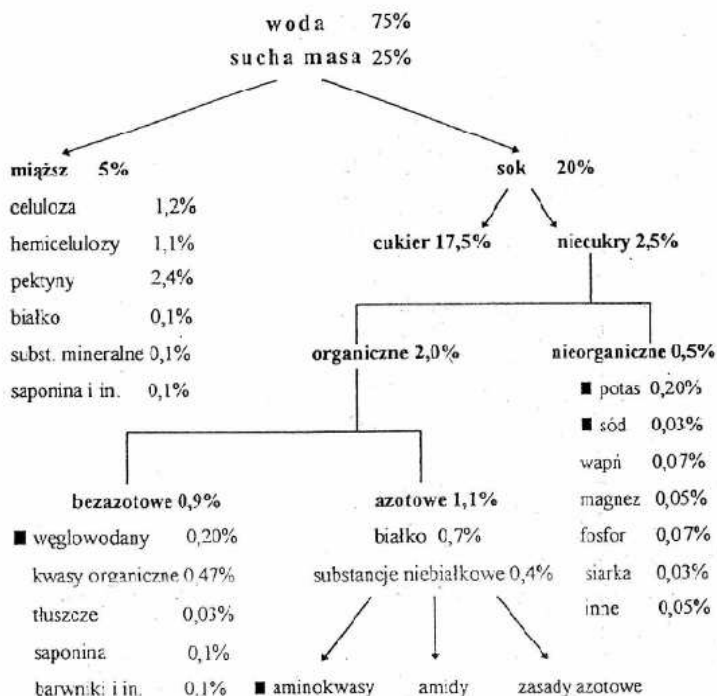
cukrowej do energetycznej polegało przede wszystkim na zmianie agrotechniki, a w szczególności na takim prowadzeniu uprawy, aby przywrócić wybranym odmianom znaczącą wielkość liści przy jednoczesnym utrzymaniu zawartości cukru w korzeniu na poziomie 13-15%. Stało się to możliwe dzięki opracowaniu innego recepturowo niż dla buraka cukrowego sposobu nawożenia oraz zwiększeniu odległości pomiędzy rzędami roślin.

W latach 2004 – 2005 zintensyfikowano prace nad uzyskaniem **buraka cukrowego przeznaczonego do celów energetycznych**. Tak oficjalnie nazywa się efekt tych prac – nie ma bowiem botanicznej nazwy burak energetyczny. My jednak, dla podkreślenia jego całkowicie innego niż konsumpcyjny cel przeznaczenia, będziemy stosowali nazwę **burak energetyczny** (doniesienia mówią o złożeniu przez Strube i KWS do rejestracji nowych odmian buraka nazwanego już energetycznym, przeznaczonego właśnie stricte do celów energetycznych). O ile w Polsce badania te prowadzone były i są wyłącznie marginalnie przez pasjonatów tematu, o tyle za granicą badania ruszyły z kopyta i objęły bardzo szerokie spectrum działań.



Prym wiodą dwaj potentaci w zakresie dostaw materiału siewnego dla sektora cukrowego, niemieckie firmy Strube i KWS. Trudno dziś wyrokować kto jest liderem w wyścigu do uzyskania optymalnej odmiany buraka energetycznego, można jedynie z uwagą śledzić te poczynania i mieć nadzieję że doprowadzą one w niedługim czasie do odmiany wysokopiennej i wysoko gazującej. Chociaż już ubiegłoroczne efekty prac są imponujące – Strube na polu doświadczalnym na Lubelszczyźnie uzyskał w jednej ze swych odmian plonowanie na poziomie 226 ton masy zielonej z ha,

a KWS na Dolnym Śląsku 220 ton z ha – przy czym tę ostatnią informację podają bez autoryzacji – nie udało się uzyskać ze strony KWS jednoznacznej odpowiedzi potwierdzającej ten wynik. Badania poziomu biogazowania kiszonki z odmiany Strube dały uśredniony wynik 212 m³ z 1 tony masy zakiszzonej. Wynik ten jest zbliżony do matematycznych wyliczeń potencjału wygazowania opartego o bilans masowy.



Skład chemiczny buraka.

W roku 2008 w czasie spotkania w Institut für Energetik und Umwelt gGmbH w Lipsku przekazano niepublikowaną do tej pory informację o pracach pod Essen – po raz pierwszy z rękawów wyssano powietrze – rękawy otwarte zostały w marcu 2008 r. i dały doskonały materiał do zgazowania. Poziom biogazowania z tego surowca (po skompletowaniu substratu we właściwej proporcji liści i korzenia – w takiej proporcji wagowej jaka występowała przy zbiorze liście do korzenia 1,2 : 1,0) wyniósł (w poszczególnych próbkach) 225, 242, 237, 252, 261, 247, 231, 262, 245, 241 m³ z 1 tony masy zakiszonej. Różnice niewielkie – poziom minimalny (225) i maksymalny (262) dzieli zaledwie 14,12 %. Różnice wynikać mogą z różnej dokładności oczyszczenia buraków, różnicy w poziomie cukru (część materiału miała bardziej wybujałe rozety liści, część była bardziej rozbudowana w korzeniu).

Porównywalne wyniki z buraków bez wyssania powietrza z rękawów były średnio o około 50 m³ z 1 tony masy zakiszonej niższe. I nawet gdyby te wyniki, z racji ich niepublikowania, przyjąć z dużą rezerwą, to pokazują one nieporównywalny z innymi roślinami energetycznymi ogromny potencjał buraka energetycznego.

Prowadzone obecnie działania mają na celu nie tylko uzyskania super selektywnego materiału siewnego (Strube wykorzystuje do tego celu – jako jedyna firma na świecie – tomograf komputerowy), ale również opracowanie optymalnego wzorca agrotechniki, mającej wspomóc energetyczne odmiany buraka w uzyskaniu maksymalnego plonu nawet w przypadku wystąpienia zachwiał pogodowych.



Badanie rozrodczości nasion buraka tomografem komputerowym w formie Strube w Solingen.

Bardzo zaawansowane są prace agrotechników nad uzyskaniem ozimych odmian buraka energetycznego (co w kapitalny sposób wypełni płodozmian) oraz nad udoskonaleniem późnych odmian buraka w celu wzmocnienia jego mrozoodporności co pozwoli na rozłożenie zbioru w czasie (po zebraniu liści korzeń może nawet kilka tygodni pozostawać bez strat energetycznych w ziemi).

W tych pracach również prym wiodą Strube oraz KWS. Od przyszedłego roku w działania intensywnie włączają się: Technikum Rolnicze oraz Stacja Doświadczalna Oceny Odmian w Krzyżewie.



Istnieje duże prawdopodobieństwo, że Technikum Rolnicze w Krzyżewie w niedługim czasie uruchomi nowy przedmiot nauczania: bioenergetyka lub agroenergetyka. Aktualnie trwają w tej sprawie rozmowy, w których wiodącą postacią jest Wójt Gminy Sokół dr inż. Józef Zajkowski.

Poletka doświadczalne KWS z posianymi burakami cukrowymi odmian późnych i ozimych (foto: KWS)

Oczywiście, uprawa buraka energetycznego, wymaga obok zabezpieczenia doskonałej jakości materiału siewnego również doskonałego przygotowania organizacyjnego ze strony właściciela bioelektrowni a przede wszystkim chęci i zapału plantatorów. Ci ostatni są w całej układance najważniejsi.

Najbezpieczniejszym rozwiązaniem dla inwestora jest lokowanie bioelektrowni na terenach na których kiedyś uprawiano buraki cukrowe dla zlikwidowanych obecnie cukrowi. Uprawa buraka energetycznego, odbiegająca nieznacznie od uprawy buraka cukrowego

jest niezwykle pracochłonna i musi dać, obok satysfakcji, sowite wynagrodzenie. Jest to możliwe do osiągnięcia szczególnie w tych rejonach gdzie tradycja i kultura uprawy jest zakorzeniona od pokoleń.

Konsorcjum Projektowo – Wykonawcze EKOENERGIA – SANECO przygotowało i rozpoczyna wdrażać dwa programy związane z burakiem energetycznym. Są to: **„transformacja likwidowanych sektorów przemysłu cukrowniczego do bioenergetyki i biogazownictwa”**, przy czym dla nas likwidowanym sektorem nie są same cukrownie ale właśnie plantacje upraw buraka i ich właściciele oraz **„biogazownictwo alternatywą tradycyjnych form dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego do Polski”**. Oba programy powoli skupiają wokół siebie nie tylko przedsiębiorstwa zainteresowane inwestowaniem w bioenergetykę ale również instytucje finansowe chcące te działania – na przyjaznych dla inwestorów warunkach – finansować, a ich oficjalny start będzie miał miejsce w bieżącym roku, po zakończeniu rokowań z wspomnianymi wyżej instytucjami finansowymi.

Wracając do podstawowego ogniwa jakim są w tych i innych działaniach z wykorzystaniem buraka energetycznego jako substratu bazowego – plantatorzy, cała „zabawa” musi im się po prostu opłacać. Polski rolnik, który uprawiał buraki, wie jak trudna jest to praca, jednak za odpowiednie pieniądze z pewnością się jej podejmie i będzie sumiennym i solidnym dostawcą surowca. Dowodzą tego podpisane już w rejonie Podlasia, Wielkopolski, Lubelszczyzny oraz Podkarpacia wstępne umowy kontraktacyjne, w większości zawierane na okres 15 lat. Oczywiście umowy te zabezpieczone są

dwustronnymi gwarancjami, przy czym dla plantatora najważniejsze są dwie z nich: pierwsza, o corocznej waloryzacji ustalonej kwoty za 1 tonę kiszonki o poziom inflacji i druga o możliwości korekty ceny sprzedaży kiszonki w przypadku istotnych zmian ceny 1 litra oleju napędowego (indeksacja dwa razy w roku).

Umowa określa również standard jakościowy kiszonki oraz sposób jej przygotowania. W podpisywanych w tym roku umowach przewidziano cenę 80 zł za 1 tonę kiszonki licząc wartość na bramie bioelektrowni. Biorąc pod uwagę przyjęte dla wykonania obliczeń ilości buraków z 1 ha, współczynniki zakiszania a tym samym ilości kiszonki oraz koszt uprawy 1 ha buraków cukrowych (danych dotyczących uprawy buraków energetycznych jeszcze nie ma) należy przyjąć że gdyby w tym roku pracowała w Polsce jakakolwiek bioelektrownia zasilana kiszonką z buraków, plantator na 1 hektarze zarobiłby na czysto około 4.400 zł.

Wyliczenie wynika z następującego działania: koszt uprawy i zakiszenia buraków na powierzchni 1 ha – około 6.000 zł, rzeczywisty plon kiszonki z 1 ha możliwy do uzyskania bez specjalnych zabiegów – 130 t, cena 1 tony kiszonki – 80 zł, co daje z 1 ha 10.400 zł. Po odjęciu kosztów uprawy i zakiszenia pozostaje 4.400 zł.

Najistotniejszym zadaniem stojącym przed organizatorami nowych plantacji buraka jest zmechanizowanie uprawy. Nie do wszystkich prac można bowiem wykorzystać istniejący w gospodarstwach park maszynowy. O ile siew w przypadku buraków cukrowych i energetycznych nie różni się niczym (siewniki punktowe – 72-78 tys. lub 110 tys. punktów siewnych) o tyle zbiór odbywa się już

inaczej: buraki nie są ogławiane, liście zbiera się przy pomocy orkana bijakowego, korzenie wykopuje w sposób tradycyjny.

Do celów energetycznych korzeń buraka po umyciu upycha się w rękawie foliowym, a liście w całości kisi w silosie lub na stercie (oczywiście odpowiednio zabezpieczone). Wbrew panującej opinii mycie buraków nie jest skomplikowane. Istnieją już stacjonarne myjki obrotowe przeznaczone do użytku w małych gospodarstwach, jak również doczepne do ciągników urządzenia wytrząsająco-myjące.

Jedna z firm duńskich opracowuje prototyp kombajnu, który wykopuje całe buraki, obcina liście a korzenie myje. Pierwszy egzemplarz ma być gotowy pod koniec 2010 roku.

W rejonach gdzie Konsorcjum Projektowo – Wykonawcze EKOENERGIA – SANECO przystępuje do realizacji inwestycji, powstają firmy które zajmować się będą zbiorem i zakiszaniem buraków na rzecz plantatorów, i to jest najprawdopodobniej najsluszniejszy kierunek w jakim pójdzie nowoczesny system plantacji buraków energetycznych. Rolnikowi firmującemu przedsięwzięciu przyjdą w sukurs specjalistyczne przedsiębiorstwa które wykonają na jego zlecenie całość zbioru i czyszczenia (mycia) korzeni buraka oraz ich zakiszania w rękawach (np. AG BAG).





Biorąc pod uwagę oferowane przez usługodawców ceny, taki układ wydaje się dla obu stron bardzo korzystny, stwarzając jednocześnie bardzo pożądaną dla polskiej wsi sytuację, generowania nowych miejsc pracy.

Aby podkreślić wszystkie pozytywne wynikające z przywrócenia uprawy buraka cukrowego w postaci buraka energetycznego, należy dodać niezwykle ważny aspekt fitosanitarny – po wypadnięciu buraka z czteroletniego płodozmianu, pojawiły się na naszych polach zupełnie nowe, niewystępujące do tej pory choroby roślin. Na pierwszym miejscu należy wymienić

wędrującą od południa stonkę kukurydzy. Ponadto pojawiły się m.in. kiła kapustnych czy niespotykane do tej pory choroby zbóż.

Przywrócenie w płodozmianie buraka energetycznego w istotny sposób może wpłynąć na zahamowanie rozwoju tych chorób.

Reasumując – upowszechnienie uprawy buraka energetycznego, obok walorów czysto ekonomicznych i gospodarczych, niesie za sobą korzyści sanitarne.

Konsorcjum Projektowo – Wykonawcze EKOENERGIA – SANEXO wraz ze współpracującymi naukowcami oraz specjalistycznymi firmami nie poprzestaje na pracach związanych z burakiem energetycznym.

W ubiegłym roku rozpoczęliśmy badanie energetycznej przydatności nowej rośliny energetycznej – amarantusa (*Amarantus Caudatus*) występującego w Polsce pod nazwą szarłat, zwanego też lisim ogonem. Jest to roślina charakteryzująca się dużą zawartością węglowodanów oraz białka (charakteryzuje się wyższą niż mleko zawartością białka biologicznego) oraz nienasyconych kwasów tłuszczowych – co stawia ją grupie najbardziej energetycznych roślin które mogą być uprawiane w Polsce.

Miłośników medycyny tradycyjnej zainteresuje fakt, że w amarantusie występują duże ilości skwalenu, substancji opóźniającej starzenie się organizmu (eliksir młodości?).

Wyniki badań są zaskakująco pozytywne, zakładamy że pierwsze rezultaty sprecyzujemy w drugiej połowie 2010 roku

Na razie należy z wielu względów skoncentrować się na buraku energetycznym, którego walory energetyczne, tradycja uprawy, ogromny kapitał powierzchniowy pod uprawę, jak również – najważniejszy element dla plantatora – ewidentna efektywna opłacalność uprawy, w sposób jednoznacznie oczywisty predestynują do miana „króla” polskiej bioenergetyki.



Amarantu.

ENERGETIC BEET – A KING AMONG ENERGY CROPS

Summary

The economical, technological and scientific aspects of energetic beet cultivation for biogas production are presented and discussed.

Grażyna Rabczuk*, Adam Cenian**

ODPADY KOMUNALNE – ODNAWIALNE ŹRÓDŁO ENERGII

Streszczenie

Odpady komunalne są alternatywnym źródłem energii odnawialnym, zrównoważonym i ekologicznym, a właściwe nimi zarządzanie jest niezwykle istotne. W pracy przedstawiamy zasady europejskiej strategii zarządzania odpadami komunalnymi. Różne strategie zarządzania odpadami są analizowane biorąc pod uwagę ich hierarchię wg EU. Przedyskutowano dostępne dane odnośnie strategii działania w różnych krajach EU.

1. Wprowadzenie

Pakiet Energetyczno-Klimatyczny przyjęty przez Unię Europejską w 2007 roku wyznacza plan działań integrujących politykę klimatyczną i energetyczną, których realizacja winna przyczynić się do złagodzenia skutków niekorzystnych zmian klimatycznych a także do zmniejszenia poziomu zużycia oraz zależności od dostępu do naturalnych surowców energetycznych (ropy i gazu).

* Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Fiszera 14, 80-952 Gdańsk, rabczuk@imp.gda.pl.

** Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Fiszera 14, 80-952 Gdańsk, cenian@imp.gda.pl.

Ramy prawne nowej polityki energetycznej UE określa Dyrektywa (RES) 2009/28/WE [1], która zobowiązuje Państwa Członkowskie do działań, które winny umożliwić realizację powyższych celów w okresie do roku 2020 poprzez zwiększenie efektywności energetycznej (20%), zwiększenie udziału odnawialnych źródeł w bilansie energetycznym (20%) oraz redukcję emisji gazów cieplarnianych (20%) w stosunku do rejestrowanych poziomów roku 2005.

Zgodnie z Dyrektywą RES biomasa oznacza ulegającą biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, leśnictwa i związanych działów przemysłu a także ulegającą biodegradacji część odpadów przemysłowych i komunalnych zaś definicja energii odnawialnej obejmuje m.in. energię pozyskiwaną z biomasy, z gazu pochodzącego z wysypisk śmieci, oczyszczalni ścieków oraz biogazu uzyskiwanego w procesach beztlenowej fermentacji frakcji organicznej odpadów komunalnych.

Ciągły strumień odpadów generowanych w efekcie codziennej aktywności człowieka zapewnia „odnawialność” źródła energii, jakim są odpady komunalne. Ze względu na fakt, że przeszło 60% odpadów komunalnych stanowią odpady organiczne, które w świetle zapisów unijnych kwalifikowane są jako biomasa, czyli odnawialne źródło energii, właściwe strategie postępowania z odpadami w istotny sposób mogą przyczynić się do realizacji celów 3x20.

2. Ramy prawne gospodarki odpadami w UE

Zasady gospodarowania odpadami w krajach Unii Europejskiej określone są dyrektywami UE, które tworzą

obowiązujące ramy prawne dla regulacji w państwach członkowskich.

Obszerna i szczegółowa legislacja w formie dyrektyw przedmiotowych określa zasady postępowania z różnymi strumieniami odpadów np. ścieków, opakowań, wraków samochodów, baterii, artykułów elektronicznych i elektrycznych, odpadów niebezpiecznych itd.

Ważną grupę dyrektyw stanowią dyrektywy odnoszące się do metod przetwarzania i unieszkodliwiania odpadów. Określają one ramy prawne dotyczące gospodarki odpadami w UE, które winny zapobiec negatywnym skutkom różnych procedur postępowania z odpadami na stan środowiska naturalnego w tym na stan wód powierzchniowych i gruntowych, gleby oraz powietrza oraz wynikającym stąd zagrożeniom dla zdrowia ludzkiego. I tak np. Dyrektywa 1999/31/EC [2] dotycząca składowania odpadów określa szczegółowe zasady postępowania z odpadami odprowadzanymi na składowiska zaś Dyrektywa 2000/76/EC [3] w sprawie spalania odpadów określa warunki eksploatacji oraz wymagania techniczne dotyczące spalarni oraz współspalarni, przez ustalenie dopuszczalnych wartości emisji produktów spalania do atmosfery.

Nowa Dyrektywa Ramowa Unii Europejskiej 2008/98/EC [4] konsoliduje oraz aktualizuje stan prawny, dotyczący gospodarowania odpadami w UE, redefiniuje takie pojęcia kluczowe jak odpady, odzysk, unieszkodliwianie, określa zasady postępowania z odpadami mające na celu uniknięcie lub przynajmniej zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko

i zdrowie ludzkie związanego z wytwarzaniem odpadów oraz gospodarowaniem nimi.

Dyrektywa Ramowa w sposób jednoznaczny ustala hierarchię postępowania z odpadami określając kolejność priorytetów działań – optymalnych z punktu widzenia ochrony środowiska:

1. zapobieganie powstawaniu odpadów,
2. przygotowywanie do ponownego użycia,
3. recykling,
4. inne metody odzysku, np. odzysk energii,
5. unieszkodliwianie.

„Zapobieganie” [4] oznacza środki zastosowane zanim dana substancja, materiał lub produkt staną się odpadami, zaś „przygotowanie” do ponownego użycia” oznacza procesy odzysku polegające na sprawdzeniu, czyszczeniu lub naprawie, w ramach, których produkty lub składniki produktów, które wcześniej stały się odpadami, są przygotowywane do tego, by mogły być ponownie wykorzystywane bez jakichkolwiek innych czynności przetwarzania wstępnego. „Recykling” definiuje się jako proces odzysku, w ramach, którego materiały odpadowe są ponownie przetwarzane w produkty, materiały lub substancje wykorzystywane w pierwotnym celu lub innych celach. Definicja recyklingu obejmuje ponowne przetwarzanie materiału organicznego, ale nie obejmuje odzysku energii i ponownego przetwarzania na materiały, które mają być wykorzystane np. jako paliwa.

W odniesieniu do punktu 4-tego hierarchii (*inne metody odzysku, np. odzysk energii*) Dyrektywa [4] określa, kiedy przekształcanie termiczne stałych odpadów komunalnych jest efektywne energetycznie

i może być uznane za proces odzysku (*Załącznik 2*). Za proces taki uznaje się:

- wykorzystanie odpadów jako paliwa lub innego środka wytwarzania energii w obiektach przekształcania termicznego przeznaczonych wyłącznie do przetwarzania komunalnych odpadów stałych, pod warunkiem, że ich efektywność energetyczna jest równa lub większa niż: 0,60 dla działających instalacji, które otrzymały zezwolenie zgodnie ze stosowanymi przepisami wspólnotowymi obowiązującymi przed dniem 1 stycznia 2009 r. oraz 0,65 dla instalacji, które otrzymały zezwolenie po dniu 31 grudnia 2008 r. (Załącznik 2 zawiera obowiązującą formułę na podstawie, której wyznacza się efektywność energetyczną);
- recykling/odzysk substancji organicznych w tym kompostowanie i inne biologiczne procesy przekształcania. Pozycja ta obejmuje także zgazowanie i pirolizę.

Zgodnie z *Załącznikiem 1* Dyrektywy Ramowej do działań typu ‘unieszkodliwianie’ należą

- składowanie odpadów w gruncie lub na powierzchni ziemi (np. składowiska);
- przetwarzanie odpadów w glebie i ziemi (np. biodegradacja odpadów płynnych lub szlamów w ziemi);
- składowanie odpadów na składowiskach w sposób celowo zaprojektowanych (np. umieszczanie w uszczelnionych oddzielnych komorach, przykrytych i izolowanych od siebie i od środowiska);

- obróbka biologiczna oraz obróbka fizyczno-chemiczna, w wyniku, której powstają ostateczne związki lub mieszanki, które są usuwane za pomocą któregośkolwiek spośród procesów wymienionych w Zał. 1.

Zgodnie z kolejnością priorytetów wskazanych w hierarchii, najlepszym rozwiązaniem jest zapobieganie produkcji odpadów oraz recykling surowców wchodzących w ich skład, o ile istnieją ku temu odpowiednie środki racjonalne z ekonomicznego punktu widzenia i bezpieczne dla środowiska.

„Unieszkodliwianie odpadów” poprzez składowanie nieprzetworzonych odpadów (bez wstępnej selekcji) stanowi najgorszą opcję z punktu widzenia środowiska ze względu na emisję metanu z frakcji biodegradowalnej a w perspektywie długofalowej emisję szkodliwych substancji do gleby i wód. Dodatkowo składowanie zmieszanych odpadów komunalnych oznacza utratę surowców, które w tych odpadach mogą być zawarte a także konieczność przeznaczania coraz większych obszarów ze względu na rosnący poziom generacji masy odpadów.

Równie niską pozycję w hierarchii gospodarki odpadami zajmuje spalanie odpadów bez odzysku energii.

Pozycja strategii odzysku energii z odpadów (*WtE waste to energy*) jest przedmiotem debaty na forum europejskim zwłaszcza w kwestii spalania odpadów zmieszanych a także ze względu na niepewność ocen wpływu emisji na zdrowie ludzkie nawet przy bardzo rygorystycznych wymogach dotyczących emisji

szkodliwych związków do atmosfery będących wynikiem spalania także w nowoczesnych instalacjach.

Strategia UE dotycząca unieszkodliwiania składowisk odpadów komunalnych [2] przewiduje konieczność redukcji odpadów biodegradowalnych kierowanych na składowiska w roku 2010 - do 75% w stosunku do roku 1995, do 50% w roku 2013 natomiast w roku 2020 ilość ta nie może przekroczyć 35%. Realizacja tego planu zobowiązuje państwa członkowskie do opracowania krajowych strategii ograniczenia składowania biodegradowalnej frakcji odpadów komunalnych, wskazania działań promujących recykling i kompostowanie tych odpadów, produkcję biogazu a także odzysk energii.

Odstępstwo od przedstawionej hierarchii postępowania z odpadami może być konieczne w przypadku określonych strumieni odpadów, jeżeli jest to uzasadnione np. wykonalnością techniczną, opłacalnością ekonomiczną a także i ochroną środowiska

3. Metody przetwarzania odpadów komunalnych

Właściwe zagospodarowanie strumienia odpadów komunalnych stwarza możliwości nie tylko dla odzysku energii czy surowców, ale także przyczynić się może do ograniczenia niekorzystnych zmian klimatycznych poprzez redukcję emisji lub unieszkodliwienie gazów cieplarnianych generowanych zarówno w energochłonnych procesach produkcyjnych, którym towarzyszy produkcja odpadów, jak i w trakcie ich składowania czy też przetwarzania [5], [6].

Wybór procedury czy technologii przetwarzania odpadów zależą ściśle od specyficznych uwarunkowań

lokalnych oraz zasobów odpadów generowanych w gospodarstwach domowych, przemyśle i handlu, a także od składu odpadów mających być przedmiotem przetworzenia.

Składowanie odpadów na wysypiskach śmieci jest ciągle jedną z częściej stosowanych metod usuwania odpadów komunalnych i przemysłowych, choć stanowi najmniej korzystną opcję w hierarchii postępowania z odpadami, ze względu na zagrożenia dla środowiska wynikające z niebezpieczeństw przenikania szkodliwych substancji do gleby wody i powietrza.

Odzysk gazu pochodzącego ze składowisk odpadów i wykorzystanie zasobów energii w nim zawartych jest procedurą minimalizującą emisję gazów wysypiskowych, przyczyniając się do spełnienia wymogów Dyrektywy RES [1] dotyczących zarówno wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych, jak i ograniczenia emisji gazów cieplarnianych.

Gaz wysypiskowy [7] powstaje w efekcie procesów rozkładu materiału organicznego zdeponowanego na składowiskach odpadów. Gaz ten składa się w głównej mierze z metanu (od 40% do 70%) i dwutlenku węgla, ale zawiera także inne gazy, m. in. azot, siarkowodór, tlenek węgla, amoniak i tlen. Udział metanu w powstawaniu efektu cieplarnianego jest bardzo wysoki, szacuje się, iż wpływ ten jest około 20-krotnie wyższy niż oddziaływanie podobnej ilości dwutlenku węgla. Aby zredukować emisję metanu do atmosfery gaz wysypiskowy musi być spalany. Energia uzyskiwana ze spalania gazu może być tracona (tak jak np. przy spalaniu w pochodniach) lub odzyskiwana w formie energii elektrycznej w specjalnie przystosowanych do tego

instalacjach. Średnia efektywność w wytwarzaniu energii elektrycznej z gazu wysypiskowego wynosi ok. 35% .

Istnieją także inne formy wykorzystania gazu wysypiskowego: gaz ten, po doprowadzeniu go do odpowiedniej jakości, może być dostarczany do sieci gazowej lub może być używany jako paliwo w transporcie lub w procesach technologicznych.

Organiczna frakcja odpadów komunalnych (np. papier, opakowania, odpady żywnościowe, odpady z pielęgnacji terenów zielonych, itp.) stanowią od 30-70% odpadów komunalnych. Odpady te wydzielone z masy odpadów komunalnych (np. poprzez selektywną zbiórkę) mogą istotnie przyczynić się do redukcji emisji gazów cieplarnianych a także do poprawy wartości użytkowych gruntów.

Określoną pozycję w gospodarce odpadami organicznymi posiadają biologiczne metody przetwarzania tych odpadów [8] (w tym kompostowanie i fermentacja beztlenowa). Metody te są kwalifikowane jako recykling, gdy powstały kompost (lub odpad prefermentowany) wykorzystuje się na gruntach uprawnych do ich użytkowania lub do produkcji podłoży uprawowych. Gdy nie przewiduje się takiego wykorzystania, biologiczne przetwarzanie odpadów stanowi formę przetwarzania wstępnego przed spalaniem lub składowaniem. Procesy fermentacji beztlenowej uznawane są za odzysk energii ze względu na powstający w tych procesach biogaz, który może być wykorzystany do celów produkcji energii. Dodatkowo odpady stałe będące efektem tych procesów mogą stanowić wartościowy nawóz.

Najbardziej powszechną metodą biologicznego przetwarzania odpadów organicznych jest kompostowanie. Jest to proces w którym materia organiczna ulega procesom rozkładu związków organicznych wywołanym przez mikroorganizmy w odpowiednich warunkach temperatury i wilgotności, przy dostępie powietrza. Różne nowoczesne techniki kompostowania pozwalają na produkcję wysokiej jakości kompostu, który jest najtańszym, najłatwiej dostępnym oraz odpowiednim dla wszystkich uprawianych roślin nawozem organicznym.

Fermentacja beztlenowa stanowi złożony łańcuch procesów chemicznych i biologicznych prowadzących do degradacji substancji organicznej w warunkach beztlenowych. Wymaga ona dokładniejszej, niż w przypadku kompostowania selekcji przeznaczonych do przetworzenia odpadów i zwykle jest realizowana w specjalnych zamkniętych kontrolowanych instalacjach – bioreaktorach. Powstający w wyniku procesu fermentacji beztlenowej biogaz (mieszanina gazów, głównie metanu 50-70%) może być, podobnie jak gaz wysypiskowy, wprowadzany do sieci dystrybucji gazu, może być wykorzystany jako biopaliwo w transporcie lub też do produkcji energii elektrycznej i ciepła.

Mechaniczno-biologiczne przetwarzanie odpadów oznacza techniki łączące przetwarzanie biologiczne z obróbką mechaniczną – sortowaniem. Celem tego procesu jest także wygenerowanie frakcji palnej z przeznaczeniem do odzysku energii.

Termiczne metody unieszkodliwiania odpadów to najbardziej radykalne metody prowadzące do

unieszkodliwiania odpadów poprzez znaczącą redukcję masy i objętości odpadów kierowanych na składowiska.

Stałe odpady komunalne, stałe i płynne odpady przemysłowe posiadające wysokie właściwości paliwowe, różnego rodzaju palne odpady niebezpieczne a także osady ściekowe z oczyszczalni komunalnych i przemysłowych stanowią główną bazę materiałową dla spalarni

Spalanie odpadów w bardzo wysokich temperaturach (750-1000⁰C) w nowoczesnych piecach jest efektywną metodą przekształcania odpadów w energię (WtE - waste to energy) [9]. Instalacje te wykorzystując do produkcji energii odpady przyczyniają się do zmniejszenia zużycia paliw kopalnych a tym samym do redukcji emisji CO₂. Energia uzyskiwana w efekcie spalania wszelkiego rodzaju odpadów organicznych – biomasy jest uznawana za energię odnawialną.

Nowe zaawansowane technologie oraz surowe normy dla dopuszczalnych emisji szkodliwych związków powstających w wyniku spalania [3] zapewniają wysoki poziom bezpieczeństwa funkcjonowania nowoczesnych instalacji WtE dla środowiska i zdrowia człowieka [5], [9].

Techniki termicznego przekształcania odpadów wykorzystujące procesy np. pirolizy czy zgazowania [10], [11] rozważane są jako alternatywa dla spalania, umożliwiająca redukcję poziomu emisji szkodliwych substancji do atmosfery w stosunku do poziomów emisji spalarni konwencjonalnych. W procesach tych masa odpadowa poddawana jest działaniu wysokiej temperatury bez obecności powietrza lub przy jego

niewielkim dostępie (piroliza 450-750°, zgazowanie ~1200°). Powstające w wyniku procesów produkty gazowe mogą być wykorzystane do celów energetycznych. Ze względu na wysoki koszt instalacji oraz brak udokumentowanego wpływu na redukcję emisji szkodliwych dla środowiska technologie te nie są zbyt powszechnie stosowane.

Zgodnie hierarchią postępowania odpadami pierwszeństwo przed odzyskiem energii z odpadów mają ponowne wykorzystanie i recykling materiałów.

Istnieje szereg różnych technologii recyklingu odpadów stałych, których celem jest odzysk określonego typu materiałów (recykling surowcowy) takich jak np. metale, papier plastik lub drzewo. Recykling przyczyniając się do redukcji odpadów gromadzonych na składowiskach przyczynia się do redukcji emisji CO₂. Poprzez przetwarzanie materiałów i wyrobów odpadowych do postaci surowców, z których te materiały zostały wykonane recykling przyczynia się do zmniejszenia zapotrzebowania na surowce oraz oszczędności energii, która byłaby wymagana do ich wytworzenia (wydobycia transportu, produkcji itd.).

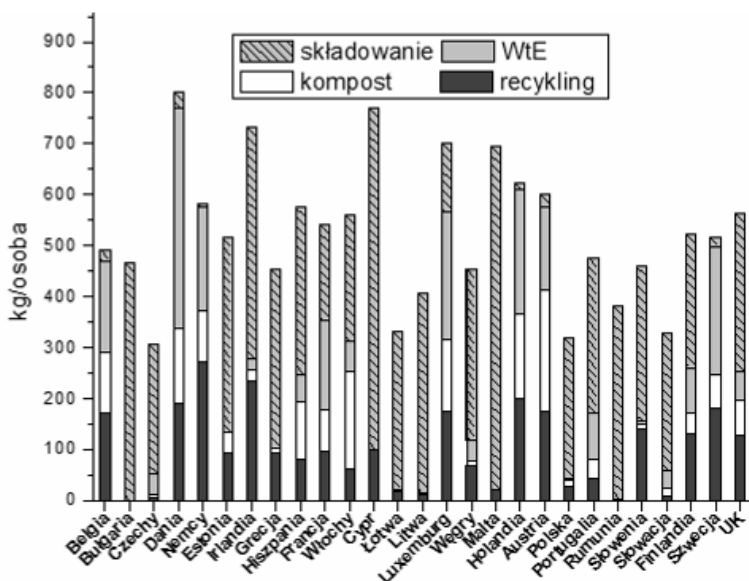
4. Gospodarka odpadami w krajach UE

W marcu bieżącego roku (2010) opublikowano komunikat Eurostatu (Urząd Statystyczny Unii Europejskiej) [12] dotyczący produkcji odpadów komunalnych jak i sposobów ich zagospodarowania w krajach UE27. Komunikat ten informuje, że w roku 2008 średnio na mieszkańca Europy wyprodukowano 524kg odpadów komunalnych. Z masy wytworzonych odpadów składowano 40% na wysypiskach, 20%

spalono, 23% poddano recyklingowi a 17% przeznaczono na kompost.

Zestawienie danych Eurostatu (rys. 1) ilustruje poziom produkcji odpadów (kg/osobę) w różnych krajach UE oraz sposoby ich zagospodarowania.

Rejestruje się istotne różnice w ilości wygenerowanych odpadów a także różnice w sposobach ich zagospodarowywania między poszczególnymi krajami ów UE. Ilość wytworzonych odpadów zależy od wielu czynników w tym od poziomu ekonomicznego, liczby ludności zachowań konsumenckich. Preferowane techniki gospodarowania odpadami są określone z jednej strony przyjętymi priorytetami, na ogół zgodnymi z wytycznymi polityki europejskiej, z drugiej zaś poziomem ekonomicznym oraz poziomem rozwoju i wdrożeń nowych strategii i technologii w postępowaniu z odpadami.



Rysunek 1. Metody gospodarowania odpadami w krajach Unii Europejskiej.

Jak to wynika z powyższego zestawienia (rys. 1), państwa członkowskie Unii Europejskiej można podzielić na trzy kategorie w oparciu o stosowane strategie w postępowaniu z odpadami komunalnymi:

- wysoki poziom (>35%) unieszkodliwiania odpadów w instalacjach termicznego przetwarzania odpadów (spalarnie): Dania (54%) , Szwecja (49%), Belgia (36%), Holandia (39%), Luksemburg (36%), Niemcy (35%) ale także wysoki poziom odzysku materiałów (recykling): Niemcy – 48%, Belgia i Szwecja – 35%, Holandia – 32%;
- wysoki poziom odzyskiwania materiałów przy stosunkowo niższym poziomie spalania: Austria,

- Włochy, Hiszpania. W przypadku Austrii np. rejestruje najwyższy procent odpadów poddawanych procesom kompostowania (40%);
- niski poziom odzysku materiałowego, niski poziom spalania, większość generowanych odpadów kierowana na składowiska: w grupie siedmiu krajów, do której należy także Polska mniej niż 10% odpadów poddanych było recyklingowi lub kompostowaniu. W przypadku takich krajów jak Bułgaria, Malta, Litwa, Łotwa, Rumunia przeszło 90% odpadów składowano. Stosunkowo wysoki procent odpadów jest składowanych także w Anglii, w Irlandii, Grecji i na Cyprze.

Mimo, że w krajach takich jak np. Polska czy Czechy rejestruje się przeszło dwukrotnie niższy poziom ilości wytwarzanych odpadów komunalnych, np. w porównaniu z Danią czy Holandią to i tak ilość odpadów trafiających na składowiska jest znacznie większa.

Zestawienia powyższe wskazują na konieczność z jednej strony podjęcia działań, mających na celu ograniczenie ilości odpadów kierowanych na składowiska a z drugiej zaś na implementację metod i technologii umożliwiających efektywny odzysk materiałów i energii w gromadzonych odpadach zarówno w obrębie wspólnoty jak i w obrębie poszczególnych krajów członkowskich.

Ograniczenie lub powstrzymanie wzrostu ilości odpadów, coraz szersze i skuteczniejsze wdrażanie procedur recyklingu a także procedur termicznego przetwarzania odpadów umożliwiających odzysk energii pozwoli na złagodzenie negatywnych skutków

wytwarzania i gromadzenia odpadów na środowisko naturalne oraz na redukcję poziomu emisji gazów cieplarnianych pochodzących z sektora gospodarki odpadami komunalnymi.

Przykład szeregu państw, których strategię opierają się na koncepcji hierarchii metod postępowania z odpadami wskazuje na fakt, że metody przyjazne środowisku naturalnemu mogą być także korzystne ekonomicznie umożliwiając zarówno oszczędności surowców naturalnych poprzez ich odzysk ze strumienia odpadów jak i odzysk energii z odpadów, które mogą być przetworzone tylko drogą przekształceń termicznych.

Bibliografia

1. Directive 2009/28/EC on the promotion of the use of energy from renewable sources, 23 April 2009.
2. Directive 1999/31/EC on the landfill waste, 26 April 1999.
3. Directive 2000/76/EC on the incineration of waste, 4 December 2000.
4. Directive 2008/98/EC on waste, 19 November 2008.
5. ISWA; Waste and Climate Change White Paper, December 2009.
6. Bogner et. all, The IPCC Assessment Report 'Waste Management in Climate Change 2007.J. Dudek, Wykorzystanie biogazu ze składowisk odpadów komunalnych , Inst. Górnictwa Naftowego i Gazownictwa, *www.inig.pl*.
8. Green Paper, On the management of bio-waste in the European Union, COM(2008) 811.

9. Report of ASME, Waste-to-Energy, A renewable energy source from municipal solid waste, .2008, www.asme.org.
10. J.W. Wandrasz, Współczesne spalanie odpadów a ochrona środowiska, *Ochrona Środowiska*, 1(72),1999.
11. W. Nikodem, Zgazowanie odpadów komunalnych i przemysłowych, *Energetyka i Ekologia*, 2008.
12. Environment in the EU27, Eurostat Newsrelease 43/2010.

MUNICIPAL WASTE – RENEWABLE ENERGY SOURCE

Summary

Municipal waste is alternative energy source that is renewable, sustainable and eco-friendly and its proper management is of vital importance. The main characteristics of the European strategy concerning the municipal waste management are reviewed on the base of the relevant EU Directives. Different methods for management of the municipal waste are analyzed from the point of view of the waste hierarchy – the principal concept in EU waste policy. Available data on the waste management in EU countries are compared. The conclusions following the analysis can be summarized as follow:

- The EU promotes sustainable waste management including waste minimization and recycling.
- WtE technology is environmentally beneficial alternative to landfill. Member States are developing their own waste strategies – corresponding to the EU waste hierarchy with taking into account local conditions and constraints.
- In most EU countries landfilling is still the most common waste treatment method and new approach to waste problem as well as new effective and cheap technologies for waste management are needed.

Bogumiła Ropińska*

PRODUKCJA BRYKIETU ZE SŁOMY JAKO ŹRÓDŁO DOCHODÓW ROLNICZYCH – STUDIUM PRZYPADKU

Streszczenie

Praca przedstawia uproszczoną analizę opłacalności produkcji brykietu ze słomy zbożowej przez rolnika wykorzystującego surowiec z własnych upraw i upraw sąsiadów. Wysoka efektywność ekonomiczna, przy niskiej, często ujemnej efektywności finansowej inwestycji w energetykę odnawialną potwierdza zasadność działań państwa w celu wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce. Podkreślić należy, że w rozważaniach tych nie podniesiono aspektu korzyści ekologicznych, niezmiernie ważnego w kontekście ogólnospołecznym, pokazano tylko efektywność finansową przedsięwzięcia. Ponadto jako niepewny czynnik należy przyjąć dostępność surowca (słomy zbożowej), biorąc pod uwagę zarówno jego ilość, jak i cenę.

Wstęp

Korzyści jakie przynosi wykorzystanie energii odnawialnej dla lokalnych społeczności to przede

* Instytut Ekonomii i Zarządzania Politechniki Koszalińskiej, Zakład Polityki Ekonomicznej i Regionalnej.

wszystkim promowanie rozwoju regionalnego, zwiększenie poziomu bezpieczeństwa energetycznego, stworzenie nowych miejsc pracy oraz pozytywne oddziaływanie ekologiczne, w tym głównie ograniczenie emisji dwutlenku węgla wpływającego na efekt cieplarniany.

Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii poza korzyściami ogólnospołecznymi w wymiarze społecznym, gospodarczym i ekologicznym ma również duże znaczenie jako źródło dochodów prowadzonej działalności m.in. rolników wykorzystujących biomasę jako surowca do produkcji paliw. Niniejsza publikacja stanowi analizę możliwości wykorzystania przez rolnika słomy zbożowej jako surowca do produkcji brykietu opałowego.

1. Charakterystyka gospodarstwa i uwarunkowania produkcji brykietu ekologicznego

Gospodarstwo produkujące brykiet ze słomy zbożowej zlokalizowane jest w gminie Konarzyny w powiecie chojnickim, będącym częścią województwa pomorskiego. Prowadzone przez 32-letniego rolnika legitymującego się wykształceniem średnim. Gospodarstwo to, o wielkości 36 ha UR, przejęte zostało jako „ojcowizna” w roku 1998. W chwili obecnej dzięki dzierżawie gruntów wzrosła jego powierzchnia do 70 ha UR.

W przedmiotowym gospodarstwie prowadzi się tylko produkcję roślinną – uprawę zbóż, na którą w 30% składa się produkcja roślin strączkowych, w kolejnych 30% zboża ozime (głównie żyto) w pozostałej części zboża jare (głównie pszenica).

Dochód z tej produkcji osiągany jest ze sprzedaży ziarna oraz ze sprzedaży brykietu słomianego. Ponadto źródłem dochodu tego gospodarstwa jest świadczenie usług nauki jazdy konnej oraz obsługi spływów kajakowych.

W przyszłości rolnik zamierza poszerzyć działalność o usługi agroturystyczne.

Rolnik nie posiada żadnych zwierząt gospodarskich poza czterema końmi służącymi świadczeniu usług nauki jazdy konnej.

2. Produkcja brykietu ze słomy – dodatkowe źródło dochodu

Pozarolniczą działalnością gospodarczą w zakresie produkcji z biomasy brykietu w badanym gospodarstwie rozpoczęto w październiku 2009 r. Produkcja brykietu ze słomy była poprzedzona produkcją pelet, jednak z uwagi na fakt, że zakupiona maszyna okazała się zbyt energochłonna i zbyt drogą w utrzymaniu pod względem zużywających się części zamiennych podjęta została decyzja o sprzedaży tej maszyny i zakupie maszyny produkującej brykiet ze słomy i trocin za kwotę około 100 tys. PLN.

Należy podkreślić, że bardzo istotne jest przeanalizowanie zakupu odpowiedniej prasy brykietującej, biorąc pod uwagę nie tylko cenę zakupu ale przede wszystkim jej wydajność przy określonej mocy silnika (energooszczędność).

W analizowanym gospodarstwie wybrano maszynę hydrauliczną, która ma lepsze parametry dotyczące zużycia energii i części zamiennych oraz jest bardziej wydajna aniżeli brykieciarka ślimakowa.

Surowiec do produkcji brykietu stanowi słoma żytnia, pszeniczna oraz słoma z pszenżyta. W ocenie producenta (jednocześnie wykorzystującego produkowany brykiet) najbardziej kaloryczny jest brykiet ze słomy żytniej.

Do produkcji tego ekologicznego opału rolnik wykorzystał w minionym sezonie grzewczym nie tylko słomę z własnego gospodarstwa ale również z gospodarstw sąsiednich.

Do przechowywania słomy wykorzystał swoje budynki gospodarskie (chlewnie oraz stodołę), jednak część słomy, foliowaną w balotach przechował z powodzeniem w tzw. kopcach bezpośrednio na gruntach. Słoma ta nie straciła na swojej wartości i mogła zostać wykorzystana do produkcji brykietu. W przyszłości producent planuje całość słomy przechowywać w ten sposób a budynki w tej chwili wykorzystywane do magazynowania części surowca przeznaczyć pod działalność agroturystyczną.

Do rozdrobnienia słomy na 0,5-5 cm wykorzystano używaną do prac rolniczych maszynę do cięcia m.in. masy zielonej, wcześniej używanej do przygotowywania karmy dla trzody chlewnej.

Pocięty materiał został, przy pomocy prasy brykietującej, sprasowany w małe kostki i walce. Dzienna produkcja wynosiła 1,5 t brykietu dziennie (150 kg/h).

Rolnik świadczył również usługi w zakresie produkcji brykietu z powierzonego materiału, o wielkości produkcji zależnej od potrzeb.

Zarówno produkcja opału z własnego materiału lub z powierzonego dostosowywana była do zamówień

odbiorców, wielkości i terminu odbioru. Poza brykietem ze słomy produkowany jest również brykiet z trocin, z materiału zakupionego w cenie 200 PLN za 1 tonę.

Odbiorcami materiału opałowego wyprodukowanego ze słomy zbożowej są głównie klienci indywidualni oraz jeden, ale znaczący odbiorca „hurtowy” (w znaczeniu zakupu dużych ilości). Jest to przedsiębiorca, całorocznie wykorzystujący brykiet do utrzymania ośrodka wypoczynkowego (ogrzewania wody m.in. w basenach kąpielowych). Osiągał on dodatkową korzyść z tytułu ogrzewania ekologicznym opałem a mianowicie zwolnienie z podatku ekologicznego.

Brykietem zarówno ze słomy jak i z trocin można opalać w piecach tzw. tradycyjnych czyli przystosowanych do spalania drewna i węgla, jednak jak wynika z opinii odbiorców najlepsze wyniki uzyskuje się spalając brykiet, w piecach posiadających nawiew lub tzw. sterowniki, dotyczy to zwłaszcza brykietu ze słomy.

W prace związane z produkcją brykietu zaangażowana jest jedna osoba – domownik, obsługując jednocześnie prasę brykietującą jak i maszynę do cięcia słomy.

Producent szacując koszty, w których nie uwzględnił pracy własnej dotyczącej bezpośredniej obróbki słomy¹ określił koszt produkcji 1 tony brykietu ze słomy na kwotę około 200 PLN w szczególności:

- zakup słomy lub dostarczenie do bezpośredniej obróbki własnej słomy: 100 PLN,
- koszty energii elektrycznej: 40 PLN,

¹ Należy rozumieć koszty bez uwzględnienia kosztów zebrania, magazynowania i dostarczenia słomy do maszyny tnącej masę słomianą.

- pozostałe koszty (w tym m.in. amortyzacja maszyn, budynków, podatek dochodowy) 60 PLN.

Średnia cena, po której producent sprzedaje 1 tonę brykietu to 350 PLN. Stosuje on różne ceny, w zależności od ilości zakupionego towaru. Całoroczny odbiorca płaci najmniej. Mniej płacą również stali odbiorcy. Różnica między kosztami a przychodami stanowi 150 zł na 1 tonie brykietu (należy tutaj podkreślić że w kwocie tej musi znaleźć się również wynagrodzenie za pracę własną, której rolnik nie oszacował). W ocenie rolnika jest to dochód satysfakcjonujący.

Ponadto rolnik świadczy również usługi związane z dowozem pakowanego w 30 kg worki brykietu po konkurencyjnej cenie: 80 gr. za kilometr dowozu.

Najważniejszymi parametrami termo-fizycznymi są wartość opałowa oraz ciepło spalania, nazywane też czasem dolną wartością opałową

Tabela 1. Wartość opałowa słomy.

Rodzaj słomy	Wartość opałowa świeżej słomy MJ/kg	Zawartość wilgoci w słomie świeżej	Wartość opałowa słomy suchej MJ/kg
Pszenna	12,9-14,9	12-22	17,3
Jęczmienna	12-13,9	12-22	16,1
Kukurydziana	3,3-7,2	50-70	16,8

Źródło: T. SolarSKI, Energetyczne wykorzystanie biomasy, Lubelski Ośrodek Doradztwa Rolniczego w Końskowoli.

Porównując wartość opałową węgla, która waha się od 18,8 do 29,3 MJ/kg oraz słomy suchej, której wartość opałowa zawiera się w przedziale od 14-15 MJ/kg, to pod względem energetycznym 1,5 tony słomy równoważne jest podczas spalania z 1 toną węgla kamiennego średniej jakości².

Średnia cena, średniej jakości węgla kamiennego w obecnym sezonie 2009-2010 kształtowała się na poziomie około 700 PLN z 1 tonę, natomiast średnia cena oferowanego przez producenta brykietu ekologicznego wyniosła 350 PLN za 1 tonę, tak więc koszt zakupu przez odbiorcę 1,5 tony brykietu kształtuje się w granicach 525 PLN i jest o około 25% niższy od równoważnej energetycznie 1 tony węgla. Dodatkowo dla odbiorcy wykorzystującego brykiet do działań związanych z prowadzoną działalnością gospodarczą dodatkowy zysk stanowi zwolnienie z podatku ekologicznego z uwagi na stosowanie ekologicznego paliwa.

Przedsiębiorca planuje zakup kolejnej prasy brykietującej oraz zatrudnienie 1 osoby do pomocy w pracach związanych z produkcją tego ekologicznego paliwa opałowego.

Wnioski i podsumowanie

Jest to oczywiście bardzo prosta analiza opłacalności produkcji brykietu ze słomy zbożowej przez rolnika wykorzystującego surowiec z własnych upraw i upraw sąsiadów. Należy tu uwzględnić nakłady

² T Solarski, Energetyczne wykorzystanie biomasy, Lubelski Ośrodek Doradztwa Rolniczego w Końskowoli.

finansowe w postaci zakupu prasy brykietującej, której cena kształtuje się od 50 tys. PLN do 200 tys. PLN.

Powoduje to wieloletni okres zwrotu inwestycji. W tej sytuacji dostępność preferencyjnych kredytów może okazać się niewystarczającym elementem wsparcia. Bezzwrotna dotacja dla rolników np. ze środków UE może zdecydować o upowszechnieniu się tej formy różnicowania źródeł dochodów rolniczych.

Wysoka efektywność ekonomiczna, przy niskiej, często ujemnej efektywności finansowej inwestycji w energetykę odnawialną potwierdza zasadność działań państwa w celu wsparcia rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce³.

Podkreślić należy, że w rozważaniach tych nie podniesiono aspektu korzyści ekologicznych, niezmiernie ważnego w kontekście ogólnospołecznym, pokazano tylko efektywność finansową przedsięwzięcia.

Ponadto jako niepewny czynnik należy przyjąć dostępność surowca (słomy zbożowej) biorąc pod uwagę zarówno jego ilość jak i cenę.

³ M. Ligus, Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści. CEDEWU.PL, Warszawa 2010, s. 206.

PRODUCTION OF THE BRIQUETTE FROM THE STRAW AS A SOURCE OF AGRICULTURE REVENUES – A CASE STUDY

Summary

This is obviously a very simple analysis of the production profitability concerning the straw briquette by the farmer, who uses his own and his neighbours crops. The expenses connected with purchasing briquetting press should be taken into account, the price of which varies from 50 thousand PLN to 200 thousand PLN.

This results in a long period of return the investment. In this situation the availability of preferential credit can turn out to be the insufficient element of the support, the non-refundable grant for farmers e.g. from European Union funds can decide of spreading of such form of diversifying agricultural sources of income.

High economic efficiency, at low, often negative financial efficiency of investments in renewable energy confirms the validity of state action to support development of renewable energy in Poland.⁴

It should be emphasized that in these considerations the aspect of the environmental benefits has not been raised, which is vitally important in general-

⁴ M. Ligus, Efektywność inwestycji w odnawialne źródła energii. Analiza kosztów i korzyści. (Effectiveness of investment in renewable energy. Analysis of the costs and benefits.) CEDEWU.PL. Warszawa 2010, s. 206.

social context, only the financial effectiveness of the project has been shown.

Moreover, as the uncertain factor, the availability of raw material (wheat straw), should be taken into account, both its quantity and the price.

Izabela Wardach, Adam Cenian***

ODPADY BIODEGRADOWALNE W WOJEWÓDZTWIE POMORSKIM

Streszczenie

W pracy opisano bazę danych występowania biodegradowalnych odpadów oraz zanalizowano ich charakterystyki na terenie województwa pomorskiego. Tworzona baza na posłużyć planowanym działaniom inwestycyjnym w dziedzinie produkcji paliw i energii z biomasy mającym na celu aktywizację zawodową ludności i gospodarczą gmin województwa pomorskiego.

1. Cel pracy

Celem pracy jest stworzenie bazy danych dotyczących występowania odpadów biodegradowalnych na terenie Województwa Pomorskiego i ich utylizacji w biogazownictwie. Zebrane informacje służą realizacji zadań w projekcie Bioenergy Promotion, obejmujących oszacowanie potencjału biomasy poprzez określenie rynku podaży i popytu tegoż surowca, oraz do oceny możliwości branżowych inwestorów. Tworzona baza na posłużyć planowanym działaniom inwestycyjnym

* Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Fiszera 14, 80-952 Gdańsk, izkaw@imp.gda.pl.

** Instytut Maszyn Przepływowych PAN, Fiszera 14, 80-952 Gdańsk, cenian@imp.gda.pl.

w dziedzinie produkcji paliw i energii z biomasy mającym na celu aktywizację zawodową ludności i gospodarczą gmin Województwa Pomorskiego.

2. Zakres pracy

Ze względu na fakt, iż podstawowym celem jest wykorzystanie biomasy odpadowej w produkcji biogazu, w pracy przedstawiono rozkład odpadów z takich branż jak rolnictwo, sadownictwo, uprawy hydroponiczne, rybołówstwo, leśnictwo, łowiectwo oraz przetwórstwo żywności. Wymienione dziedziny działalności zostały sklasyfikowane do grupy nr 02 katalogu odpadów wg Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. Grupę tę stanowi 7 kategorii, w skład których wchodzi poszczególne podkategorie. Szczegółowy opis podano w Tablicy 1.

Tablica 1. Klasyfikacja odpadów grupy 02 wg Rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. Grupy podkreślone to kategorie odpadów niebezpiecznych, wg[1].

2	Odpady z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, rybołówstwa, leśnictwa, łowiectwa oraz przetwórstwa żywności
02 01	Odpady z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa
02 01 01	Osady z mycia i czyszczenia
02 01 02	Odpadowa tkanka zwierzęca
02 01 03	Odpadowa masa roślinna
02 01 04	Odpady tworzyw sztucznych (z wyłączeniem opakowań)

02 01 06	Odchody zwierzęce
02 01 07	Odpady z gospodarki leśnej
02 01 08	<u>Odpady agrochemikaliów zawierające substancje niebezpieczne, w tym środki ochrony roślin I i II klasy toksyczności (bardzo toksyczne i toksyczne)</u>
02 01 09	Odpady agrochemikaliów inne niż wymienione w 02 01 08
02 01 10	Odpady metalowe
02 01 80	<u>Zwierzęta padłe i ubite z konieczności oraz odpadowa tkanka zwierzęca, wykazujące właściwości niebezpieczne</u>
02 01 81	Zwierzęta padłe i odpadowa tkanka zwierzęca stanowiące materiał szczególnego i wysokiego ryzyka inne niż wymienione w 02 01 80
02 01 82	Zwierzęta padłe i ubite z konieczności
02 01 83	Odpady z upraw hydroponicznych
02 01 99	Inne niewymienione odpady
02 02	Odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego
02 02 01	Odpady z mycia i przygotowywania surowców
02 02 02	Odpadowa tkanka zwierzęca
02 02 03	Surowce i produkty nienadające się do spożycia i przetwórstwa
02 02 04	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 02 80	<u>Odpadowa tkanka zwierzęca wykazująca właściwości niebezpieczne</u>
02 02 81	Odpadowa tkanka zwierzęca stanowiąca materiał szczególnego i wysokiego ryzyka, w tym odpady z produkcji pasz mięsno-kostnych inne niż wymienione w 02 02 80

02 02 82	Odpady z produkcji mączki rybnej inne niż wymienione w 02 02 80
02 02 99	Inne niewymienione odpady
02 03	Odpady z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, kakao, kawy, herbaty oraz przygotowania i przetwórstwa tytoniu, drożdży i produkcji ekstraktów drożdżowych, przygotowywania i fermentacji melasy (z wyłączeniem 02 07)
02 03 01	Szlamy z mycia, oczyszczania, obierania, odwirowywania i oddzielania surowców
02 03 02	Odpady konserwantów
02 03 03	Odpady poekstrakcyjne
02 03 04	Surowce i produkty nienadające się do spożycia i przetwórstwa
02 03 05	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 03 80	Wytłoki, osady i inne odpady z przetwórstwa produktów roślinnych (z wyłączeniem 02 03 81)
02 03 81	Odpady z produkcji pasz roślinnych
02 03 82	Odpady tytoniowe
02 03 99	Inne niewymienione odpady
02 04	Odpady z przemysłu cukrowniczego
02 04 01	Osady z oczyszczania i mycia buraków
02 04 02	Nienormatywny węglan wapnia oraz kreda cukrownicza (wapno defekacyjne)
02 04 03	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 04 80	Wysłodki
02 04 99	Inne niewymienione odpady

02 05	Odpady z przemysłu mleczarskiego
02 05 01	Surowce i produkty nieprzydatne do spożycia oraz przetwarzania
02 05 02	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 05 80	Odpadowa serwatka
02 05 99	Inne niewymienione odpady
02 06	Odpady z przemysłu piekarniczego i cukierniczego
02 06 01	Surowce i produkty nieprzydatne do spożycia i przetwórstwa
02 06 02	Odpady konserwantów
02 06 03	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 06 80	Nieprzydatne do wykorzystania tłuszcze spożywcze
02 06 99	Inne niewymienione odpady
02 07	Odpady z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych (z wyłączeniem kawy, herbaty i kakao)
02 07 01	Odpady z mycia, oczyszczania i mechanicznego rozdrabniania surowców
02 07 02	Odpady z destylacji spirytualiów
02 07 03	Odpady z procesów chemicznych
02 07 04	Surowce i produkty nieprzydatne do spożycia i przetwórstwa
02 07 05	Osady z zakładowych oczyszczalni ścieków
02 07 80	Wytłoki, osady moszczowe i pofermentacyjne, wywary
02 07 99	Inne niewymienione odpady

W przypadku odpadów istotną sprawą jest możliwość ponownego ich wykorzystania i ich

unieszkodliwianie. Klasyfikację takich działań przedstawiono w Tabelicy 2 i 3.

Tablica 2. Klasyfikacja działań polegających na wykorzystaniu odpadów w całości lub w części lub prowadzących do odzyskania z odpadów, wg [2].

Kod	Działanie
R1	Wykorzystanie, jako paliwa lub innego środka wytwarzania energii
R2	Regeneracja lub odzyskiwanie rozpuszczalników
R3	Recykling lub regeneracja substancji organicznych, które nie są stosowane jako rozpuszczalniki (włączając kompostowanie i inne biologiczne procesy przekształcania)
R4	Recykling lub regeneracja metali i związków metali
R5	Recykling lub regeneracja innych materiałów nieorganicznych
R6	Regeneracja kwasów lub zasad
R7	Odzyskiwanie składników stosowanych do usuwania zanieczyszczeń
R8	Odzyskiwanie składników z katalizatorów
R9	Powtórna rafinacja oleju lub inne sposoby ponownego wykorzystania oleju
R10	Rozprowadzenie na powierzchni ziemi, w celu nawożenia lub ulepszania gleby lub rekultywacji gleby i ziemi
R11	Wykorzystanie odpadów pochodzących z któregokolwiek z działań wymienionych w punktach od R1 do R10

R12	Wymiana odpadów w celu poddania któremukolwiek z działań wymienionych w punktach od R1 do R11
R13	Magazynowanie odpadów, które mają być poddane któremukolwiek z działań wymienionych w punktach od R1 do R12 (z wyjątkiem tymczasowego magazynowania w czasie zbiórki w miejscu, gdzie odpady są wytwarzane)
R14	Inne działania prowadzące do wykorzystania odpadów w całości lub części lub do odzyskania z odpadów substancji lub materiałów, łącznie z ich wykorzystaniem, niewymienione w punktach od R1 do R13

Tablica 3. Klasyfikacja działań polegających na unieszkodliwianiu odpadów, wg [3].

Kod	Działanie
D1	Składowanie na składowiskach odpadów obojętnych
D2	Obróbka w glebie i ziemi (np. biodegradacja odpadów płynnych lub szlamów w glebie i ziemi)
D3	Składowanie poprzez głębokie wtryskiwanie (np. wtryskiwanie odpadów, które można pompować)
D4	Retencja powierzchniowa (np. umieszczanie odpadów na poletkach osadowych lub lagunach)
D5	Składowanie na składowiskach odpadów niebezpiecznych lub na składowiskach odpadów innych niż niebezpieczne
D6	Odprowadzanie do wód z wyjątkiem mórz
D7	Lokowanie (zatapianie) na dnie mórz

D8	Obróbka biologiczna niewymieniona w innym punkcie niniejszego załącznika, w wyniku której powstają odpady, unieszkodliwiane za pomocą któregośkolwiek z procesów wymienionych w punktach od D1 do D12 (np. fermentacja)
D9	Obróbka fizyczno-chemiczna niewymieniona w innym punkcie niniejszego załącznika, w wyniku której powstają odpady, unieszkodliwiane za pomocą któregośkolwiek z procesów wymienionych w punktach od D1 do D12 (np. parowanie, suszenie, strącanie)
D10	Termiczne przekształcanie odpadów w instalacjach lub urządzeniach zlokalizowanych na lądzie
D11	Termiczne przekształcanie odpadów w instalacjach lub urządzeniach zlokalizowanych na morzu
D12	Składowanie odpadów w pojemnikach w ziemi (np. w kopalni)
D13	Sporządzanie mieszanki lub mieszanie przed poddaniem któremukolwiek z procesów wymienionych w punktach od D1 do D12
D14	Przepakowywanie przed poddaniem któremukolwiek z procesów wymienionych w punktach od D1 do D13
D15	Magazynowanie w czasie któregośkolwiek z procesów wymienionych w punktach od D1 do D14 (z wyjątkiem tymczasowego magazynowania w czasie zbiórki w miejscu, gdzie odpady są wytwarzane)

3. Wyniki

Przedstawiona baza danych została utworzona na podstawie informacji otrzymanych z Urzędu Marszałkowskiego Województwa Pomorskiego z Departamentu Środowiska, Rolnictwa i Zasobów Naturalnych oraz od przedstawicieli poszczególnych powiatów i gmin. Dane zebrano na początku 2010 roku i obejmują one informacje z roku 2008 na temat: rodzaju (odpad, produkt)/ roku produkcji/ wytworzonej ilości/ województwa /miejsowości/ producenta, wytwórcy/ adresu wytworzenia/ telefonu/ posiadacza/ adresu posiadacza. Użytkownik bazy danych (program Excel) wybiera poszczególne grupy i dane dotyczące grupy – tak jak to pokazano na Rysunku 1.

kod_1	rodzaj	rok	ilosc [t]	gdzie	gmina	powiat	wojewodztwo	kto	adres
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 01	4.8200	Białkowo	Stupsk	slupski	pomorskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	80.5000	Lębąrz	Baranowo	olstyski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	22.4000	Sędziszewo	Białupiec	nowomiejski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	19.9400	Sędziszewo	Białupiec	nowomiejski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	23.5000	Nagłady	Oleśtzwald	olstyski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	62.1100	Nagłady	Oleśtzwald	olstyski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	10.0000	Upałty Małe	Głuszyno	głuszynski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	2.1000	Upałty Małe	Głuszyno	głuszynski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	10.6300	Linowice	Grodziszewo	nowomiejski	warmińskie		
02 01	Opad z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, hodowla i rybactwa	02 01 02	73.5000	Kępczyn	Kępczyn	malborski	warmińskie		

Rysunek 1. Baza danych o odpadach – stan z 03.2010.

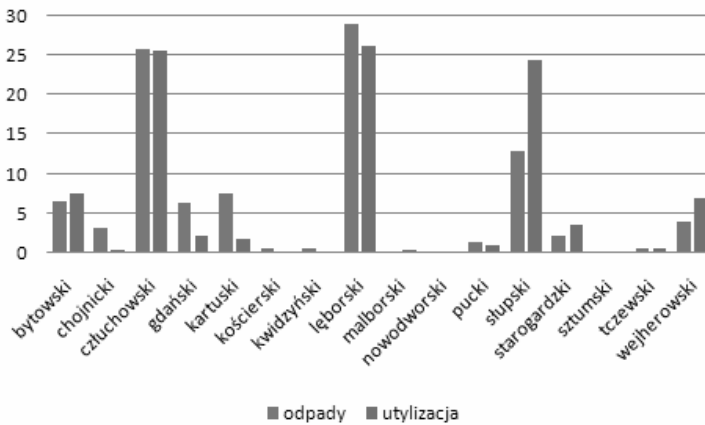
W Tabelicy 4 przedstawiono generację i utylizację odpadów w poszczególnych powiatach Województwa Pomorskiego.

Tablica 4. Zestawienie bilansu generacji i utylizacji odpadów w poszczególnych powiatach Województwa Pomorskiego w roku 2008.

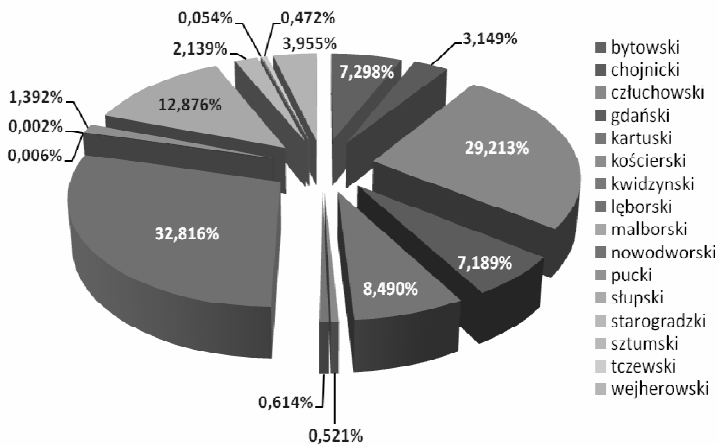
Lp.	Powiat	Ilość, [t]		
		odpady	utyliczacja	bilans
1	bytowski	13 172,82	15 136,56	-1 963,75
2	chojnicki	6 457,41	553,59	5 903,82
3	człuchowski	52 728,82	52 265,49	463,33
4	gdański	12 975,27	4 341,26	8 634,02
5	kartuski	15 323,82	3 441,62	11 882,20
6	kościerski	1 068,14	92,60	975,54
7	kwidzyński	1 259,63	422,99	836,64
8	łęborski	59 232,90	53 243,90	5 989,00
9	malborski	12,93	675,63	-662,71
10	nowodworski	3,30	4,00	-0,70
11	pucki	2 854,70	1 739,00	1 115,70
12	słupski	26 404,49	49 739,14	-23 334,65
13	starogardzki	4 385,80	7 128,87	-2 743,07
14	sztumski	110,03	0,00	110,03
15	tczewski	967,89	948,15	19,74
16	wejherowski	8 111,32	14 004,70	-5 893,38
	suma	205 069,28	203 737,50	1 331,78

Jak można zauważyć zarówno pod względem ilości generowanych odpadów, jak również pod względem ich unieszkodliwiania przodują powiaty lęborski, człuchowski i słupski. Niektóre z obszarów

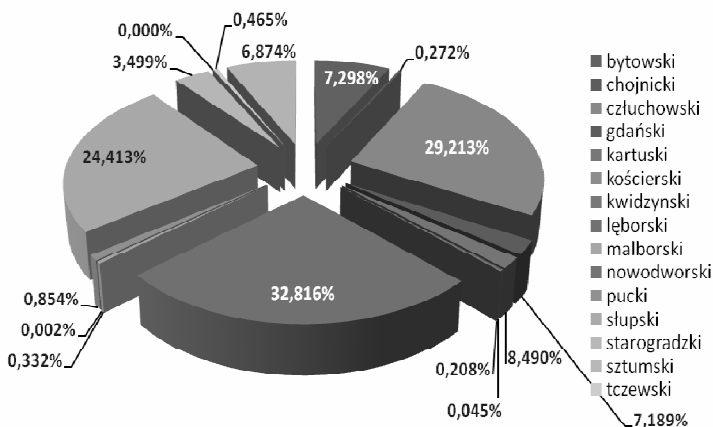
charakteryzują się bilansem ujemnym, co oznacza, że utylizacja przekracza produkcję. Dotyczy to m.in. powiatów: bytowskiego, słupskiego i starogardzkiego. Wynika to z faktu, że odpady są przewożone z sąsiadujących obszarów w celu ponownego wykorzystania w produkcji przemysłowej. Najmniejszą ilość odpadów wytwarza i utylizuje powiat sztumski, nowodworski, kwidzyński i tczewski. Warto jednak zwrócić uwagę na fakt, iż dane te powstały w oparciu o zgłoszenia poszczególnych producentów i wytwórców spożywczych, zatem nie są kompletne. Poza tym część wytwarzanych odpadów w gospodarstwach domowych jest wykorzystywana na użytek własny. Dotyczy to zwłaszcza odpadów ulegających biodegradacji (makulatura, odzież i tekstylia z materiałów naturalnych, odpady zielone, odpady ulegające biodegradacji wchodzące w strumień zmieszanych odpadów komunalnych, odpady z targowisk itp.). Szacuje się, że ok. 70% tych odpadów w jednostkach wiejskich oraz ok. 15% na terenach miejskich wykorzystywanych jest do wytwarzania kompostu, karmienia zwierząt lub spalania w domowych kotłach grzewczych.



Rysunek 2. Udziały procentowe ilości wygenerowanych odpadów z grupy 02 oraz ich unieszkodliwienie i przetwarzanie w poszczególnych powiatach Województwa Pomorskiego w roku 2008.



Rysunek 3. Udziały ilości wygenerowanych odpadów z grupy 02 w poszczególnych powiatach Województwa Pomorskiego w roku 2008.



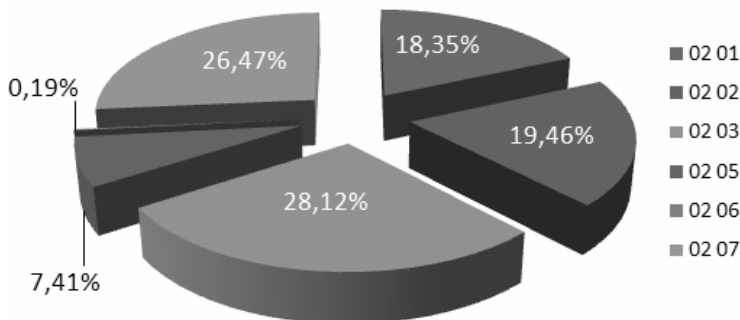
Rysunek 4. Udziały ilości nieszkodliwionych i przetworzonych odpadów z grupy 02 w poszczególnych powiatach Województwa Pomorskiego w roku 2008.

W Tabelicy 5 przedstawiono generację i utylizację odpadów z klasyfikacją na poszczególne kategorie.

Tablica 5. Zestawienie bilansu generacji i utylizacji odpadów na terenie Województwa Pomorskiego w roku 2008 z podziałem na poszczególne kategorie.

kod	ilość, [t]		
	odpad	utylizacja	bilans
02 01	37 622,41	42 721,65	-5 099,24
02 02	39 916,68	27 196,97	12 719,71
02 03	57 664,19	74 396,24	-16 732,05
02 04	0,00	1,60	-1,60
02 05	15 198,53	10 482,83	4 715,70
02 06	396,57	0,00	396,57

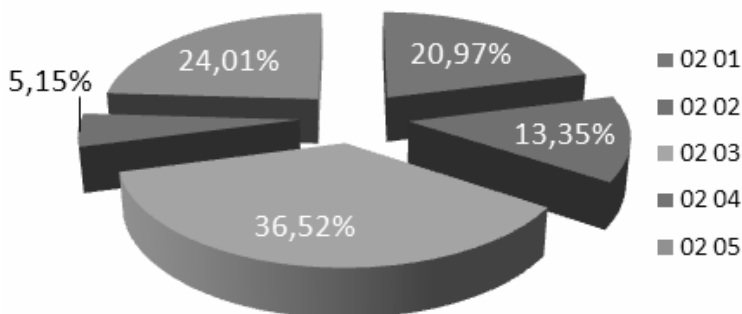
02 07	54 281,22	48 923,14	5 358,08
suma	205 079,59	203 722,43	1 357,17



Rysunek 5. Udziały ilości odpadów z grupy 02 na terenie Województwa Pomorskiego z podziałem na poszczególne kategorie w roku 2008.

Na Rysunku 5 przedstawiono udział poszczególnych rodzajów odpadów w całkowitej ilości generowanej w Województwie Pomorskim. Najwięcej (prawie 30%) stanowią odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów, i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, kakao, kawy, herbaty oraz przygotowania i przetwórstwa tytoniu, drożdży i produkcji ekstraktów drożdżowych, przygotowywania i fermentacji melasy. Nieco mniej (ponad 25%) stanowią odpady z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych (z wyłączeniem kawy, herbaty i kakao). Na tym samym poziomie utrzymują się odpady z przygotowania

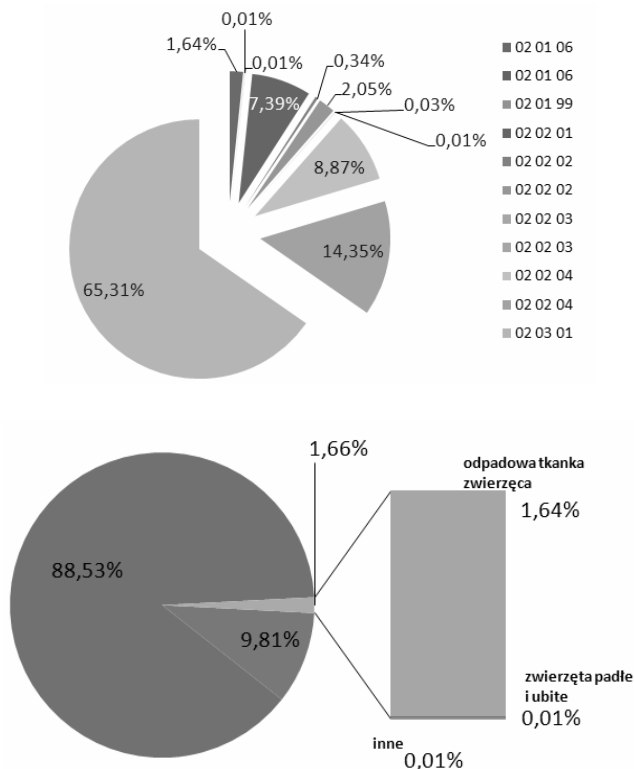
i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego oraz odpady z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa (odpowiednio ok. 20% i 19%). Odpady z przemysłu mleczarskiego stanowią niecałe 8%. Najmniejszą, znikomą ilość generuje przemysł piekarniczy i cukierniczy – tj. niecały procent. Podobnie kształtuje się utylizacja odpadów. Największą ilość poddaną ponownej obróbce stanowią odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów pochodzenia roślinnego (40% całości), najmniejszą zaś, ale ponad 5% część stanowią odpady z przemysłu cukrowniczego (Rysunek 6).



Rysunek 6. Udziały ilości utylizowanych odpadów z grupy 02 na terenie Województwa Pomorskiego z podziałem na poszczególne kategorie w roku 2008.

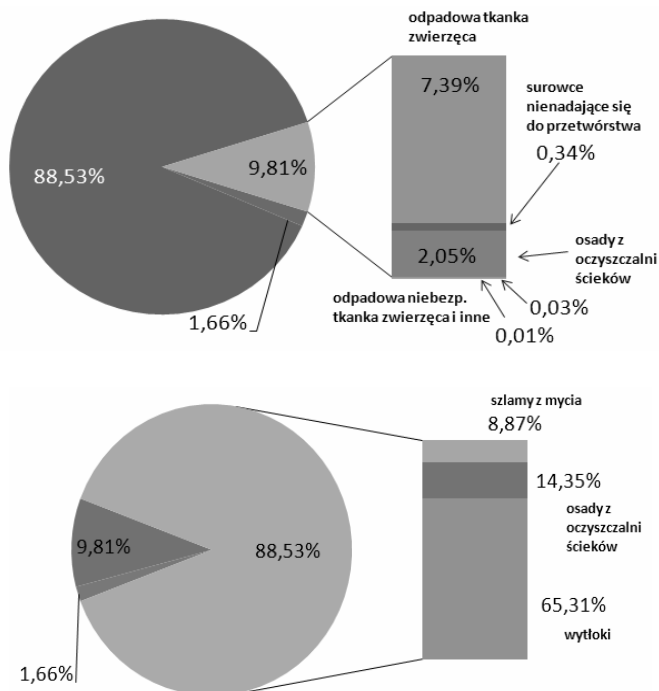
Na wykresach znajdujących się na Rysunkach 7-9 przedstawiono szczegółowy podział odpadów (Rysunek 7a) i ich utylizacji w powiecie lęborskim (Rysunek 9a). Największą grupę stanowiącą prawie 90% całości tworzą

odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia roślinnego, w których skład wchodzi głównie wyłoki, osady i inne odpady z przetwórstwa, reszta to osady z zakładowych oczyszczalni ścieków oraz szlamy z mycia, oczyszczania, obierania, odwirowywania i oddzielania surowców (Rysunek 8b).



Rysunek 7. Odpady z grupy 02 w powiecie łębskim w roku 2008: a) udziały poszczególnych odpadów, b) szczegółowy podział dla odpadów z rolnictwa,

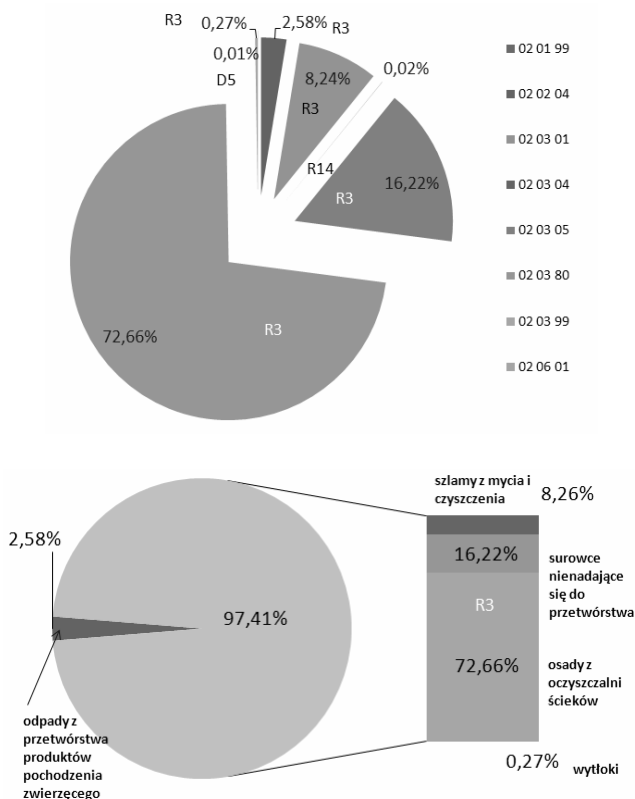
sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa (grupa 02 01).



Rysunek 8. Odpady z grupy 02 w powiecie lęborskim w roku 2008 z podziałem na grupy: a) szczegółowy podział dla odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego (grupa 02 02) b) szczegółowy podział dla odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia roślinnego (grupa 02 03).

Odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego to

w powiecie łęborskim przeważnie odpadowa tkanka zwierzęca, resztę stanowią osady z przyzakładowych oczyszczalni ścieków oraz surowce i produkty nienadające się do spożycia i przetwórstwa (Rysunek 8a). Niewielka grupa stanowiąca niecałe 2% odpadów w powiecie to odpady o kodzie 02 01, składające się głównie z odpadowej tkanki zwierzęcej (Rysunek 7b).

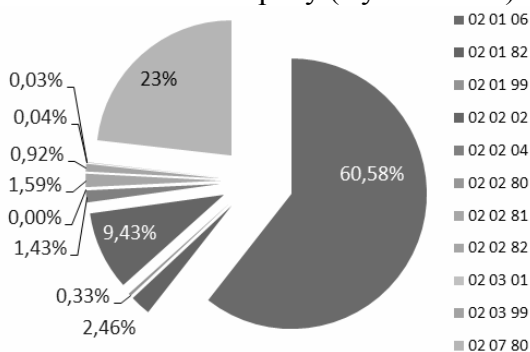


Rysunek 9. Unieszkodliwienie i przetworzenie odpadów z grupy 02 w powiecie łęborskim w roku 2008:

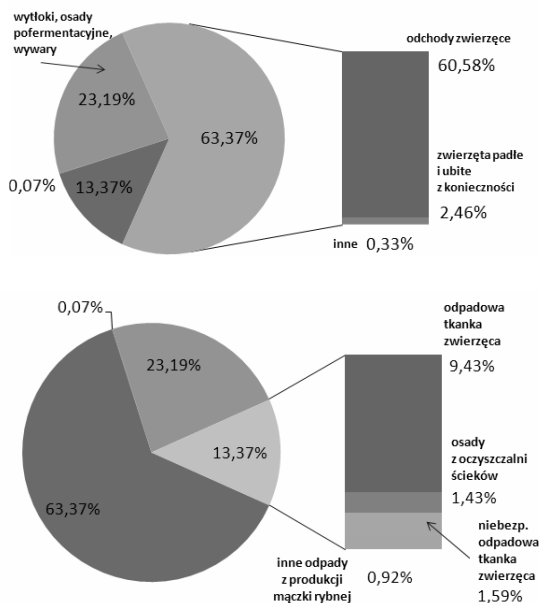
- a) udziały poszczególnych odpadów i działań,
 b) szczegółowy podział dla odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia roślinnego (grupa 02 03).

W powiecie łęborskim gospodarka odpadami polega przede wszystkim na ich utylizacji i ponownym wykorzystaniu: głównym procesem jest recykling lub regeneracja substancji organicznych, (włączając kompostowanie i inne biologiczne procesy przekształcania). W 2008 roku unieszkodliwianie odpadów (w tym głównie składowanie) stanowiło zaledwie 0,01% wszystkich procesów utylizacyjnych.

Na wykresach znajdujących się na Rysunkach 10-12 przedstawiono szczegółowy podział odpadów (Rysunek 10) i ich utylizacji w powiecie człuchowskim. Największą grupę stanowiącą prawie 65% całości tworzą odpady z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa, w których skład wchodzi głównie odchody zwierzęce, śladową ilość stanowią zwierzęta padłe i ubite z konieczności oraz inne odpady (Rysunek 11a).



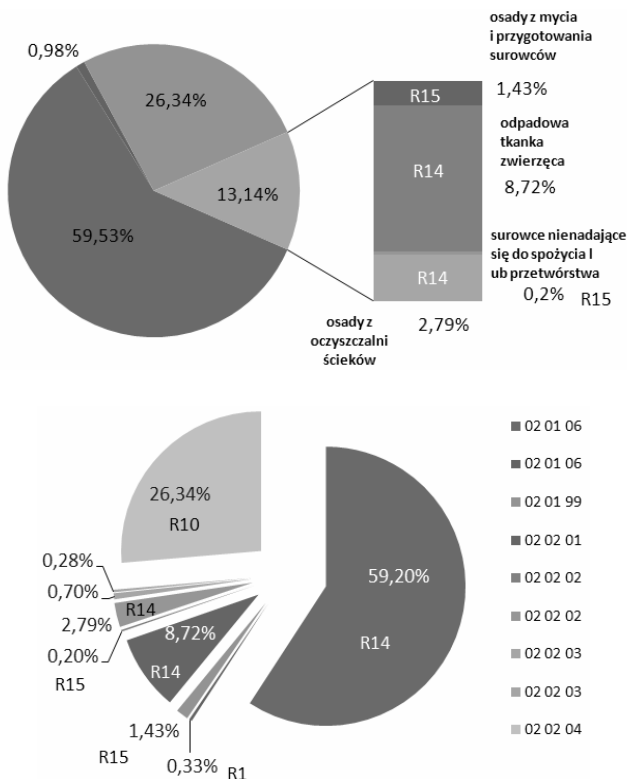
Rysunek 10. Odpady z grupy 02 w powiecie człuchowskim w roku 2008.



Rysunek 11. Odpady z grupy 02 w powiecie człuchowskim w roku 2008 z podziałem na grupy: a) szczegółowy podział dla odpadów z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa (grupa 02 01), b) szczegółowy podział dla odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego (grupa 02 02).

Odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego to w powiecie człuchowskim przeważnie odpadowa tkanka zwierzęca, resztę stanowią osady z przyzakładowych oczyszczalni ścieków oraz surowce i produkty

nienadające się do spożycia i przetworstwa wraz z innymi odpadami z produkcji mączki rybnej (Rysunek 11b). Sporą grupę odpadów, ok. 25% stanowią odpady z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych (z wyłączeniem kawy, herbaty i kakao – Rysunek 11a) i są to wytloki, osady moszczowe i pofermentacyjne oraz wywary.



Rysunek 12. Unieszkodliwienie i przetworzenie odpadów z grupy 02 w powiecie człuchowskim w roku 2008:

a) udziały poszczególnych odpadów i działań,

b) szczegółowy podział dla odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia roślinnego (grupa 02 03).

W powiecie człuchowskim gospodarka odpadami polega przede wszystkim na ich utylizacji i ponownym wykorzystaniu. Ok. 60% stanowi odzysk odchodów zwierzęcych, ok. 30% odzysk odpadów z produkcji napojów alkoholowych i bezalkoholowych – są to wytloki, osady moszczowe i pofermentacyjne oraz wywary, resztę stanowi odzysk odpadów z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego.

4. Utylizacja odpadów w biogazownictwie

Autorzy pracy [4] przedstawili potencjał tkwiący w odpadach biodegradowalnych, biorąc pod uwagę możliwość ich utylizacji w biogazowniach rolniczych. Na podstawie analiz określono podstawowe parametry i charakterystyki poszczególnych rodzajów organicznych odpadów rolniczych, hodowlanych i przemysłowych oraz odchodów w aspekcie przydatności do przebiegu procesów fermentacji metanowej, zapewniającej duży udział metanu w wyprodukowanym biogazie. Wyniki tych prac przedstawiono w Tablicy 6 i 7.

Tablica 6. Możliwa do wyprodukowania ilość biogazu z poszczególnych substratów rolniczych, wg [4].

Substrat	Ilość biogazu [dm ³ /kg s.m.org.]
Obornik świński	340-550
Obornik bydłocy	90-310

Obornik koński	200-300
Obornik owczy	90-300
Odchody ptasie	310-620
Słoma żytnia	200-300
Słoma pszenna	200-300
Słoma jęczmienna	250-300
Słoma owsiana	290-310
Trawa	280-550
Trzcina	170
Odpady rolnicze	310-430
Części warzyw	330-360
Konopie	360

Jak można zauważyć, największą ilość biogazu otrzymuje się z obornika świńskiego i odchodów ptasich. Najmniej efektywną jest zaś trzcina. W Województwie Pomorskim 1/5 wszystkich stanowią odpady z przygotowania i przetwórstwa produktów spożywczych pochodzenia zwierzęcego oraz odpady z rolnictwa, sadownictwa, upraw hydroponicznych, leśnictwa, łowiectwa i rybołówstwa. Największą ilość w 2008 r. stanowiły odpady z przygotowania, przetwórstwa produktów i używek spożywczych oraz odpady pochodzenia roślinnego, w tym odpady z owoców, warzyw, produktów zbożowych, olejów jadalnych, kakao, kawy, herbaty oraz przygotowania i przetwórstwa tytoniu, drożdży i produkcji ekstraktów drożdżowych, przygotowywania i fermentacji melasy. Z odpadów rolniczych można uzyskać gaz na poziomie nawet 400dm³/kg suchej masy wsadu, zatem jest to całkiem niezła baza surowcowa. Zawartość metanu w biogazie wyprodukowanym z tej grupy odpadów wynosi nieco

ponad 50%. Największą wartość kaloryczną biogazu można uzyskać z odpadów pochodzenia zwierzęcego, których w województwie jest najwięcej (ok. 30% całości).

Tablica 7. Teoretyczna wydajność biogazu z poszczególnych substratów rolniczych, wg [4].

Substrat	Zawartość suchej masy [%]	Zawartość masy organicznej [%]
Muto suche	90	95,2
Kiszonki z liści buraków	15	79,1
Słoma jęczmienna	86	93,7
Kiszonka z traw	40	85,6-89,8
Zielona kukurydza	20-33	93,8-95,9
Pomiot kurzy	27	67
Odpady ziemniaczane	11-88,3	91,6-94,7
Koniczyna	17	90,7
Serwatka świeża	5,6	92,2
Odpady lnu	88,6	93,4
Makuchy lniane	89,9	93,6
Kiszonka z kukurydzy	18-32	93-95,7
Kiełki słodowe	92	93
Melasa	77	93
Laktoza	30	74,4
Tłuszcz mieszany	99,9	99,9
Resztki z przerobu jabłek	22	97,7
Rzepak młody	14-12	84,4-85,5

Pozostałość po ekstrakcji rzepaku	88,6	92,1
Gnojowica bydłęca	10	68,5
Czerwona koniczyna	18-20	89,7-90,2
Kwaśna serwatka	5,6	88,8
Gnojowica świńska	7,5	82
Odpadki kuchenne	15,6-18	86,6-92,3
Odpady z uboju ubogie w tłuszcz	14,4	81,5
Koniczyna	87,6-88,1	93,5-96,2
Trawa	15-86	87,7-92,7
Siano	86	90,4-92,9
Kiszonka z buraków cukrowych	18	80,5

Substrat	Teoretyczna wydajność biogazu		
	Objętość biogazu z 1 kg suchej masy organicznej [dm ³]	na 1000 kg świeżej masy [m ³]	Zawartość metanu w biogazie [%]
Muto suche	602	66	62
Kiszonki z liści buraków	627	74	56
Słoma jęczmienna	427	344	52
Kiszonka z traw	596-674	214-238	55-56
Zielona kukurydza	602-635	113-201	53
Pomiot kurzy	773	140	58

Odpady ziemniaczane	690-738	68-609	51-54
Koniczyna	579	86	55
Serwatka świeża	764	39	53
Odpady Inu	681	563	59
Makuchy Iniane	698	587	60
Kiszonka z kukurydzy	588-635	98-186	53
Kielki słodowe	600	514	58
Melasa	600	514	58
Laktoza	756	169	56
Tłuszcz mieszany	1200	1198	67
Resztki z przerobu jabłek	566	122	53
Rzepak młody	706-708	73-83	56
Pozostałość po ekstrakcji rzepaku	633	516	61
Gnojowica bydłęca	801	55	55
Czerwona koniczyna	572-579	94-103	56
Kwaśna serwatka	762	38	54
Gnojowica świńska	815	50	58
Odpadki kuchenne	411-540	55-90	68-69
Odpady z uboju ubogie w tłuszcz	375	44	69
Koniczyna	581-723	478-613	55-56
Trawa	393-707	95-311	52-56
Siano	512-583	409-453	53-55

Kiszonka z buraków cukrowych	675	98	55
------------------------------	-----	----	----

5. Podsumowanie

W pracy przedstawiono generację i utylizację odpadów biodegradowalnych na terenie Województwa Pomorskiego w roku 2008. Celem analizy jest możliwość ich ponownego wykorzystania jako substratu do produkcji gazu w biogazowniach rolniczych. Przedstawione wyniki pokazują wysoki potencjał tkwiący w tego typu biomasie. W przyszłości należy uwzględnić również analizę ekonomiczną, uwzględniającą uregulowania prawne, zapotrzebowanie na ciepło i energię poszczególnych powiatów, czy też możliwości podłączenia do sieci w celu sprzedaży wygenerowanych nadwyżek. Baza o odpadach powinna być w przyszłości aktualizowana, co pozwoli zweryfikować i określić kierunki rozwoju gospodarki odpadami pod względem ich utylizacji i produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

6. Literatura

- [1] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 27 września 2001 r. w sprawie katalogu odpadów, DU Nr 112, poz. 1206, str. 8586-8616.
- [2] Załącznik nr 5 do Ustawy o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r., Działania polegające na wykorzystaniu odpadów w całości lub w części lub prowadzące do odzyskania z odpadów substancji lub materiałów lub energii wraz z ich wykorzystaniem. DU, Nr 62, poz. 628.

- [3] Załącznik nr 6 do Ustawy o odpadach z dnia 27 kwietnia 2001 r., Procesy unieszkodliwiania odpadów. DU, Nr 62, poz. 628.
- [4] Szlachta J. i inni., Analiza i przygotowanie wsadu zawierającego organiczne odpady rolnicze, hodowlane i przemysłowe oraz odchody, Seminarium Projektu Kluczowego nr POIG.01.01.02-00-016/08 pt. „Modelowe kompleksy agroenergetyczne jako przykład kogeneracji rozproszonej opartej na lokalnych i odnawialnych źródłach energii”, Kudowa Zdrój, 18-19.01.2010 r.

BIODEGRADABLE WASTE IN POMORSKIE REGION

Summary

Database for distribution of biodegradable waste in Pomerania is described and used for waste distribution analyses. The database is being developed in order to facilitate new investments in fuel and energy production as well as increase professional activity of the people in the region.

Jacek Wereszczaka*

PRODUKCJA BIOMASY JAKO ENERGETYCZNEGO SUROWCA ODNAWIALNEGO I UTYLIZACJA POFERMENTU

Streszczenie

Praca zajmuje się zagadnieniem potencjału Polski w produkcji biomasy w celach energetycznych. Podejmuje pytanie, czy obciążenie środowiska z tytułu zwiększenia intensywności produkcji pozwoli na ochronę potencjału produkcyjnego gruntów ornych. Ponadto, rozważa zagadnienie właściwego doboru i proporcji substratów dla procesu fermentacji oraz metody zagospodarowania pozostałości pofementacyjnych. Wykorzystanie przekompostowanych pozostałości pofementacyjnych w celu poprawy bilansu substancji organicznej w glebie jest uzasadnione przyrodniczo i konieczne, zwłaszcza w gospodarstwach wielkoobszarowych, które prowadzą produkcję roślinną bez stosowania obornika, którego brakuje ze względu na specjalizację produkcji (gospodarstwa bez chowu zwierząt).

* Katedra Agronomii, Zachodniopomorski Uniwersytet Technologiczny w Szczecinie, 71-434 Szczecin, ul. J. Słowackiego 17, tel. 91 4496296, e-mail: Jacek.Wereszczaka@zut.edu.pl.

1. Problem konkurencyjności produkcji surowców żywnościowych i energetycznych na gruntach ornych

Polska jest krajem o powierzchni 312,7 tys. km² i zajmuje 9 miejsce w Europie i 68 w świecie. Pod względem liczby ludności (38,1 mln) 8 miejsce w Europie i 32 w świecie (GUS 2008). Obszar naszego kraju charakteryzuje duża różnorodność przyrodnicza, krajobrazowa i kulturowa. Udział gruntów leśnych w ogólnej powierzchni lądowej kraju przekracza 30%.

Klimat charakteryzuje się dużymi wahaniami w długości poszczególnych pór roku. Średnia temperatura powietrza mieści się w przedziale od 8,3°C do 9,4°C, a suma opadów od 585 mm do 609 mm. Opady atmosferyczne są głównym źródłem zasobów wodnych i charakteryzują się dużą zmiennością zarówno w latach, miesiącach jak i w regionach.

Rolnictwo polskie charakteryzuje się dużym rozdrobnieniem – średnia wielkość gospodarstwa rolnego wynosi 10,15 ha gruntów rolnych, przy czym ponad połowa gospodarstw produkuje wyłącznie lub głównie na własne potrzeby. W przekroju terytorialnym największa średnia wielkość użytków rolnych w gospodarstwie rolnym występuje w województwie zachodniopomorskim (24,11 ha), warmińsko-mazurskim (21,47 ha), a najmniejsza w województwie małopolskim (3,31 ha) i podkarpackim (3,82 ha) (MR i RS 2005).

Warunki gospodarowania pod względem waloryzacji rolniczej przestrzeni produkcyjnej w Polsce i w województwie zachodniopomorskim Dzienia i in. (2007) ocenili jako średnio korzystne (tab. 1).

Tabela 1. Waloryzacja rolniczej przestrzeni produkcyjnej

Powierzchnia (km ² / %)	Wskaźnik bonitacji			
	jakości i przydatności rolniczej gleb	agroklimatu	rzeźby terenu	warunków wodnych
Zachodniopomorskie 22 896 / 7,3	50,0	9,8	4,0	3,6
Polska 312 658 / 100	49,5	9,9	3,9	3,3

Powierzchnia (km ² / %)	Ogólny wskaźnik jakości	Ocena warunków
Zachodniopomorskie 22 896 / 7,3	67,5	średnio korzystne
Polska 312 658 / 100	66,6	średnio korzystne

Źródło: Dzienia i in., 2007.

Polska jest znaczącym w świecie i Europie producentem produktów rolnych, ogrodniczych i pochodzenia zwierzęcego. Pod względem produkcji ziemniaków, żyta, buraków cukrowych, rzepaku, pszenicy, czy mleka zajmuje przodujące w Unii Europejskiej, odpowiednio 1, 2, 3, 3, 4 i 4 miejsce.

Czy nasz kraj stanie się również potentatem w produkcji biomasy w celach energetycznych?

Znaczenie energetyki odnawialnej w Polsce stale rośnie. W przyjętej długoterminowej strategii rozwoju sektora energetycznego poruszono problem wykorzystania potencjalnych możliwości produkcyjnych pól uprawnych z równoczesnym wprowadzeniem zasad zrównoważonego rozwoju zgodnego z wymogami środowiska naturalnego. Produkcja biomasy w celach energetycznych staje się niezwykle konkurencyjna w stosunku do surowców żywnościowych. Aby sprostać dyrektywie unijnej 2001/77/EC w Polsce należy intensywnie wykorzystać odnawialne źródła energii, w tym również biomasę - jako jeden z głównych surowców energetycznych. Do roku 2020 udział energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energii pierwotnej w skali kraju powinien osiągnąć minimum 15%. W znacznym stopniu zapotrzebowanie surowcowe będzie pokrywane z biomasy produkowanej na gruntach ornych.

Jak podają Faber (2005) i Krasowicz (2005) areał użytków rolnych do alternatywnego, w stosunku do surowców żywnościowych, wykorzystania w Polsce mógłby wynieść 5,3 mln ha (w tym 2 mln ha gruntów ornych z tytułu zmian w strukturze zasiewów), 1,0 mln ha użytków zielonych oraz 2,3 mln ha gruntów odłogowanych. Wg raportu EEA (Report EEA 7/2006) w Polsce, w latach 2020 i 2030 można szacować ogólną powierzchnię gruntów ornych z przeznaczeniem na produkcję biomasy, odpowiednio na 4,312 i 4,525 mln ha.

Czy takie obciążenie środowiska z tytułu zwiększenia intensywności produkcji pozwoli zachować wyznaczone cele, w których wymienia się

również ochronę potencjału produkcyjnego gruntów ornych?

Jak stwierdził Wereszczaka (2008 a, b) województwo zachodniopomorskie może stać się jednym z przodujących producentów biomasy pozyskiwanej w celach energetycznych. Spełniając postanowienia protokołu z Kioto (1997), Województwo może w znacznym stopniu ograniczyć niekorzystne oddziaływanie na środowisko naturalne w wyniku zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Możliwość realizacji tych celów zależeć będzie w znacznym stopniu od pozyskania i wykorzystania biomasy jako źródła energii. Autor w swoim opracowaniu wskazuje głównie grunty rolne niższych klas (IVa, IVb, V do VIz) jako miejsce produkcji biomasy w celach energetycznych, szacując dla województwa zachodniopomorskiego ich powierzchnię w 2030 roku na 140 tys. ha gruntów ornych, przy zbiorach biomasy na poziomie 1 030 tys. ton.

Jak podaje Ciechanowicz (2001), Hall i in. (1993) oraz Nalborczyk (2002) uprawa roślin energetycznych na gruntach rolniczych będzie najważniejszym potencjalnym źródłem biomasy w Polsce. Kuś (2003) oraz Olejniczak i Adamska (1996) wskazują, że uzupełnieniem bilansu podaży biomasy na rynku energetycznym może być jej pozyskiwanie z jednorocznych upraw roślin rolniczych. Ważny aspekt zmian związanych z kierunkiem produkcji podkreśla Szczukowski i in. (2006) wskazując, że przeznaczenie części gruntów ornych dla produkcji biomasy w celach energetycznych nie może mieć niekorzystnych następstw

dla produkcji ziemiopłodów przeznaczonych na potrzeby żywnościowe.

Największe możliwości pozyskania energii ze źródeł odnawialnych daje zagospodarowanie biomasy pochodzącej z rolnictwa.

W rolnictwie i leśnictwie Polski wytwarzana jest biomasa równoważna pod względem kalorycznym 150 mln t węgla.

Jak podaje Kinal (2007) po rozszerzeniu Unii Europejskiej jest do wykorzystania ok. 202 miliony hektarów na potrzeby produkcji rolnej. Przy średnim zapotrzebowaniu do produkcji rolnej powierzchni ok. 0,3 ha na 1 obywatela - 480 milionów obywateli UE potrzebuje w sumie 144 miliony hektarów powierzchni uprawnej. Pozostałe 58 miliony hektarów odpowiadają mniej więcej użytkowej powierzchni rolnej Niemiec, Francji i Włoch. Potencjał bioenergetyczny tej powierzchni wynosi 469 miliardów metrów sześciennych biometanu. To jest ok. 80 % rocznego rosyjskiego wydobycia gazu ziemnego w 2004 r. (589 miliardów m³).

Mając na uwadze cytowane dane można łatwo zobrazować, jak duży jest potencjał energetyczny do wykorzystania przy produkcji energii z biogazu.

Biogazownie rolnicze produkują energię w sposób wysoce efektywny. Skojarzona produkcja energii cieplnej oraz elektrycznej pozwala na osiągnięcie sprawności przetworzenia energii zawartej w biogazie nawet do około 87 %, z czego około 37 % stanowi energia elektryczna natomiast 50 % energia cieplna, która praktycznie bez strat może być wykorzystana w obszarze danej lokalizacji. W porównaniu do innych źródeł energii odnawialnej jej produkcja z biomasy

przetwarzanej w procesie fermentacji metanowej pozwala na sterowalną produkcję, co oznacza oszczędności przy eksploatacji sieci oraz możliwość wytwarzania energii w momencie zapotrzebowania. W przypadku surowców kierowanych do biogazowni pojawia się jeden problem.

Szczególną uwagę należy zwrócić na fakt, że nie można produkować energii w biogazowni w oparciu tylko i wyłącznie na surowcu pozyskiwanym z produkcji roślinnej. Takie rozwiązanie może stać się zagrożeniem dla produkcji surowców żywnościowych.

Podstawą fermentacji metanowej muszą być odpady organiczne, których duży udział w surowcu powinien promować stosowane technologie (dopłaty producenckie).

Jak podają w swoim opracowaniu Kujawski i Kujawski (2007) biogaz może być wytwarzany z różnych rodzajów oraz typów substratów. Do surowców odnawialnych bardzo dobrze nadających się do zastosowania w biogazowniach rolniczych należą takie materiały jak nawozy naturalne (np: gnojowica, obornik), odpady z produkcji rolnej (np: odpady zbożowe, odpady pasz), uprawiane w tym celu rośliny energetyczne (np: kukurydza, pszenżyto, pszenica, jęczmień, rzepak, lucerna, trawa sudańska, burak pastewny, burak cukrowy, ziemniak). W biogazowniach rolniczych można również przetwarzać na biogaz odpady organiczne pochodzące z produkcji spożywczej lub biopaliw oraz inne czyste chemicznie odpady organiczne. Dodatkowo można tu wymienić: odpady warzyw i owoców, z produkcji żelatyny, skrobi, z piekarni, cukierni, odpady tłuszczu i serów z mleczarni, wytloki

owoców i warzyw, wywar gorzelniany, wysłodziny browarniane, odpady poubojowe jak i również odpady żywności ze stołówek i restauracji.

Dobranie odpowiednich rodzajów i proporcji substratów dla fermentacji nie jest łatwym zadaniem.

Wsad jest to materia organiczna niezbyt stabilna pod względem mikrobiologicznym. Charakteryzuje się ona różną wydajnością procesu produkcji biogazu (tab. 2), dynamiką tego procesu, jakością uzyskanego z nich biogazu, zawartością substancji hamujących i toksycznych oraz zmiennymi i trudnymi do określenia reakcjami zachodzącymi pomiędzy poszczególnymi materiałami wsadowymi.

Tabela 2. Różnorodne substraty i ich wydajności w produkcji biogazu.

Substraty	ilość biogazu ($m^3_{\text{gaz}} \cdot t^{-1}_{\text{substrat}}$)
gnojowica bydłęca	25
gnojowica świńska	36
Serwatka	55
krajanka buraczana	75
wysłodziny browarniane	75
wywar gorzelniany	80

Źródło: Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe.

Wydajność jednej tony suchej masy wybranych substratów pochodzenia rolniczego wyrażona w m^3 biogazu przedstawia się następująco: obornik świński 340-550, bydłęcy 90-310, słoma żytnia 200-300, pszena 200-300, jęczmienna 250-300 czy owsiana 290-310.

Nie ulega wątpliwości, że podstawową zaletą stosowania roślinnych surowców odnawialnych pochodzących z produkcji polowej jest ich dostępność przez cały rok.

2. Pozostałości pofermentacyjne po produkcji biometanu

Biogazownie rolnicze produkują duże ilości pozostałości pofermentacyjnych, które mogą, po odpowiedniej obróbce, stać się wartościowym nawozem organicznym, zawierającym pierwiastki biogenne w formie łatwo przyswajalnej dla roślin oraz o zredukowanych, w porównaniu do nawozów naturalnych, emisjach zapachu i wyeliminowaniu niektórych szkodliwych dla roślin właściwości (np: wypalanie roślin przez gnojowicę). Pozostałość pofermentacyjna jest gromadzona w zbiornikach magazynowych, których objętość jest tak dobrana aby wystarczyła na przechowywanie substratu na czas zakazu jego aplikacji na polu (okres zimowy).

Resztki pofermentacyjne z biogazowni mogą, po uprzedniej obróbce, zastąpić nawozy mineralne, co może znacznie ograniczyć nakłady na produkcję roślinną.

Szczególne zainteresowanie budzi w Polsce wykorzystywanie w biogazowniach rolniczych osadów ściekowych z komunalnych lub przemysłowych oczyszczalni ścieków. Zastosowanie tego typu substratu jest problematyczne z uwagi na fakt wykorzystania pozostałości pofermentacyjnej jako nawozu. W osadach ściekowych mogą znajdować się substancje zawierające materiały szkodliwe i uniemożliwiające zastosowanie

przetworzonego substratu w produkcji rolnej. Dla producenta energii z biogazu zastosowanie osadów ściekowych wiązać się będzie z dodatkowymi nakładami na badanie obecności i zawartości niedozwolonych substancji oraz kosztowną utylizacją przefermentowanego osadu w razie braku możliwości jego wykorzystania jako nawozu.

W procesie produkcji biogazu dzięki fermentowaniu gnojówki, obornika i biomasy znajdujące się w nich substancje, takie jak: masa organiczna, azot i fosfor mineralizują się i tym samym stają się dostępne dla roślin.

Zawartość suchej masy w resztkach pofermentacyjnych jest mniejsza niż przed fermentacją, co pozwala na lepsze rozprowadzenie po powierzchni pola. Dodatkowo, resztki pofermentacyjne są mniej agresywne. Jedynym niebezpieczeństwem są patogenne zarodki chorób i nasiona chwastów, które w dobrze prowadzonej obróbce pozostałości pofermentacyjnych tracą zdolności przetrwania.

Stryjecki (2010) na swoim portalu internetowym wymienia następujące możliwości postępowania z odpadami pofermentacyjnymi:

1. Rozrzucenie na łąkach, bez wcześniejszego przetworzenia.
2. Rozdzielenie fazy stałej od osadu (rozrzucony na polach) i fazy płynnej (po rozcieńczeniu z wodą deszczową w proporcji 1:1 może zostać wykorzystana jako woda technologiczna).
3. Separacja membranowa (mikrofiltracja, ultrafiltracja, nanofiltracja, odwrócona osmoza).
4. Odparowanie.

Przefermentowana biomasa (pozostałość pofermentacyjna) może zostać poddana dodatkowej obróbce, dzięki której można otrzymać nawóz organiczny przy jednoczesnym zwiększeniu stężenia substancji odżywczych oraz znacznym zmniejszeniu objętości odpadów pofermentacyjnych.

Zmniejszenie ilości odpadów pofermentacyjnych poprzez ich kompostowanie pozwala na redukcję kosztów związanych z rozrzucaniem pozostałości oraz na ograniczenie wymaganej objętości zbiorników na odpady pofermentacyjne.

Jednocześnie, zastosowanie biotechnologii w postaci szczepionek mikrobiologicznych Probio™ (przygotowana przez autora opracowania biotechnologia® z wykorzystaniem Ema Plus) może znacznie podwyższyć jakość przetworzonego w procesie kompostowania odpadu pofermentacyjnego.

Podstawą oceny wartości pozostałości pofermentacyjnych pod kątem wykorzystania rolniczego jest zawartość suchej masy. W przypadku rozwodnionych pozostałości koszty transportu na pole mogą znacznie przekroczyć ich wartość nawozową. Wycena pozostałości pofermentacyjnych powstałych w procesie pozyskiwania biometanu pod kątem wartości nawozowej jest trudna. Wartość ich zależy od substratów użytych jako wkład fermentacyjny, wydajności procesu fermentacji, okresu i warunków, w tym intensywności procesów biologicznych, w czasie przechowywania.

Jak podaje Maćkowiak (2004) średnia zawartość składników pokarmowych w oborniku zależy od gatunku zwierząt (tab. 3).

Tabela 3. Zawartość wybranych makro- i mikroelementów w nawozach naturalnych

Składnik w % świeżej masy	Gatunek zwierząt ub rodzaj obornika		
	Bydło	Trzoda	Konie
Sucha masa	21,0	21,4	24,7
Azot (N)	0,5	0,5	0,5
Fosfor (P ₂ O ₅)	0,3	0,4	0,3
Potas (K ₂ O)	0,7	0,7	0,9
Wapń (Ca)	0,4	0,4	0,4
Magnez (Mg)	0,2	0,2	0,2
Bor (B) mg kg ⁻¹	20,9	15,9	13,6
Żelazo (Fe) mg kg ⁻¹	2325	2613	1373

Składnik w % świeżej masy	Gatunek zwierząt lub rodzaj obornika	
	Owce	Mieszany
Sucha masa	26,8	21,0
Azot (N)	0,7	0,5
Fosfor (P ₂ O ₅)	0,4	0,3
Potas (K ₂ O)	0,2	0,7
Wapń (Ca)	0,6	0,4
Magnez (Mg)	0,2	0,2
Bor (B) mg kg ⁻¹	18,4	21,5
Żelazo (Fe) mg kg ⁻¹	1438	2500

Źródło: Maćkowiak (2004).

Po przeprowadzeniu analizy chemicznej pozostałości pofermentacyjnych pod kątem zawartości podstawowych składników i porównaniu uzyskanych wyników do podawanych przez Maćkowiaka (2004)

można dokładnie określić jego wartość, którą szacuje się, średnio na 75% wartości obornika bydlęcego.

Pozostałości pofermentacyjne mogą być stosowane w rolnictwie jedynie w przypadku spełnienia norm opisanych w Dzienniku Ustaw (Dz. U. nr 228 poz. 1685).

Wykorzystanie rolnicze pozostałości pofermentacyjnych – aplikacja doglebowo, daje szansę uzupełnienia w glebie substancji organicznej, której bilans w większości gospodarstw jest ujemny. Utrzymanie wysokiego potencjału produkcyjnego gleb uprawnych bez tego składnika jest niemożliwe. Zrównoważony rozwój obszarów wiejskich to również, zapewnienie glebie odpowiednich warunków do zachowania żywności decydującej o jej produktywności.

Próchnica spełnia wielokierunkową i niezwykle cenną funkcję w glebie. Zawartość jej w decydujący sposób wpływa na kształtowanie się szeregu podstawowych jej właściwości (Dziadowiec 1993). Jak wskazują Mysków i in. (1986) oraz Andrzejewski (1993), próchnica w glebie poprawia jej właściwości fizyczne przez co stwarza roślinom optymalne warunki do pobierania wody, oddychania i odżywiania się.

Wykorzystanie prekompostowanych pozostałości pofermentacyjnych w celu poprawy bilansu substancji organicznej w glebie jest uzasadnione przyrodniczo i konieczne, zwłaszcza w gospodarstwach wielkoobszarowych, które prowadzą produkcję roślinną bez stosowania obornika, którego brakuje ze względu na specjalizację produkcji (gospodarstwa bez chowu zwierząt).

W gospodarstwach o dużych arealach często bezinwentarowych, stosuje się bezorkowe systemy uprawy roli. Różne technologie uprawy gleby w systemie bezpłużnej uprawy roli czy siewu bezpośredniego mogą w niewielkim stopniu rekompensować brak regularnego nawożenia organicznego.

Jak podkreśla Pranagal (2004) mimo niestosowania przez okres przynajmniej ośmioletni nawożenia organicznego na obiektach, gdzie wykonywano siew bezpośredni lub system bezpłużnej uprawy roli nie stwierdzono w tym czasie obniżania się, w stosunku do stanu wyjściowego, poziomu zawartości materii organicznej w glebie. Jedynie w przypadku gleby płowej wytworzonej z lessu stwierdzono znacząco korzystny wpływ wieloletniego stosowania siewu bezpośredniego na zasobność w materię organiczną.

Biogazownie, w pewnym stopniu, będą zastępowały naturalnych producentów obornika - zwierzęta hodowlane, a powstały w wyniku fermentacji metanowej odpad może stać się cennym źródłem składników pokarmowych oraz substancji organicznej. Aplikacja do gleby przefermentowanych resztek pofermentacyjnych może intensyfikować życie biologiczne gleby a zarazem powodować wahania zawartości substancji organicznej. Mając na uwadze prace Andrzejewskiego (1993) który wskazywał, że nawożenie obornikiem stabilizuje zawartość próchnicy w glebie należy polecić kompostowanie przefermentowanych resztek pofermentacyjnych w celu poprawienia parametrów charakteryzujących powstały nawóz organiczny i jego regularne stosowanie. Dodatkowo w swoich badaniach Andrzejewski (1993)

wykazał także wahania zawartości substancji organicznej uzasadniając je ścisłym powiązaniem z rotacją nawożenia organicznego. W dwóch kolejnych latach po zastosowaniu nawożenia następował wzrost zawartości węgla organicznego, a w dwóch następnych powolny spadek do określonego dla danej gleby poziomu.

W świetle powyższych danych należy podkreślić konieczność prowadzenia badań polowych w różnych warunkach siedliskowych nad wpływem stosowania odpadu pofermentacyjnego na zmiany właściwości gleb i reakcję roślin uprawnych.

Mając na uwadze względy ekonomiczne procesu produkcji biogazu przy wykorzystaniu biomasy z gruntów ornych należy w pierwszej kolejności przestrzegać Kodeksu Dobrej Praktyki Rolniczej, a następnie szacować koszty i przychody związane z produkcją biogazu.

W przypadku konieczności ograniczenia negatywnego oddziaływania biogazowni na otoczenie Autor opracowania posiada wdrożone biotechnologie[®] pozwalające zmniejszyć uciążliwość odorową oraz zintensyfikować proces kompostowania.

Wykorzystanie resztek pofermentacyjnych przy wykonywaniu rekultywacji biologicznej może ograniczyć nakłady związane z rekultywacją gruntów zdegradowanych i bezglebowych.

Lista głównych publikacji

1. Andrzejewski M. 1993. Znaczenie próchnicy dla żyzność gleb. Zesz. Probl. Post. Nauk Rol. 411, 11-22.
2. Ciechanowicz W. 2001. 7. Bioenergia. Aura. 4, 8-10.

3. Dziadowiec H. 1993. Ekologiczna rola próchnicy glebowej. Zesz. Probl. Post. Nauk Rol. 411, 269-282.
4. Dzieńka S., Puzyński S., Schiller M. 2007. Rolnictwo województwa zachodniopomorskiego w latach 1950-2002. Folia Univ. Agric. Stettin., Ser. Agricultura, Alimentaria, Piscaria et Zootechnika 253 (1), 27-38.
5. Kinal Portal internetowy - biogazownierolnicze 2010.
6. Krasowicz S. 2005. Ocena możliwości rozwoju zrównoważonego gospodarstw o różnych kierunkach produkcji. Roczn. Nauk. Ser. a Warszawa-Poznań, t.VII, z. 1, 144-149.
7. Mysków W., Jaszczewska B., Stachyra A., Naglik E. 1986. Substancje organiczne gleby – ich rolnicze i ekologiczne znaczenie. Roczn. Gleb. 37, 2/3, 15-36.
8. Faber A. 2005. Potencjał uprawy roślin energetycznych w Polsce. Wieś Jutra 7 (84) 21-22.
9. Pranagal J. 2004. Wpływ systemu uprawy na zawartość węgla organicznego w glebie. Annales UMCS Sectio E Agricultura vol. 59, 1, sectio e, 1-10.
10. Raport EEA 12/2007 <http://destinet.ew.eea.europa.eu>.
11. Rocznik statystyczny. 2008. GUS W-wa.
12. Strategia. 2005. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi.
13. Wereszczaka J. 2008 a. Biomasa jako surowiec energetyczny produkowany na gruntach ornych. Energia odnawialna 3, 32-37.
14. Wereszczaka J. 2008 b. Potencjalne możliwości uprawy roślin w celach energetycznych na gruntach ornych z przeznaczeniem dla Elektrowni Szczecin, z prognozą długoterminową Energia odnawialna 1, 12- 21.

BIOMASS PRODUCTION AS ENERGY RESOURCES AND UTILIZATION OF DIGESTION RESIDUE

Summary

The potential for biomass production in Poland as energy resource is considered. The question of environmental ballast and protection of agricultural regions is analysed. The problem of proper choice and substrates composition for biogas production as well as digestion residue utilization is discussed.

*Timo Weckroth**

PRZYKŁAD Z FINLANDII: PRODUKCJA BIOGAZU Z DREWNA – UKŁAD KOGENERACYJNY

Streszczenie

W pracy przedstawiono efektywny system produkcji gazu z odpadów drzewnych wraz z jednostką kogeneracyjną (90-150 kW).

1. Wprowadzenie

Rozwój bioenergetyki w Finlandii oparty jest o wykorzystanie drewna (odpady przemysłu drzewnego, wióry, pelety oraz drewno kominkowe), a jego udział w produkcji energii ze źródeł odnawialnych wynosi prawie 80%.

W kwietniu br. Fiński rząd wytyczył narodowy cel dla produkcji energii w 2020 r.:

Rodzaje OZE	% OZE (OZE 38 % całkowitej konsumpcji energii)
Drewno	55 %
Biopaliwa	16 %
Wiatr	15 %

* Forestry Development Centre Tapio, Soidinkuja 4, FI-00700 Helsinki, Finland; timo.weckroth@gmail.com.

Pompy ciepła	8 %
Biogaz, pellety, drewno odpadowe, energia słońca	8 %
Razem	100 %

Biogaz produkowany w procesach fermentacyjnych nie odgrywa znaczącej roli w produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

2. Promocja innowacyjnych technologii energetycznego wykorzystania drewna

Fiński rząd wspiera innowacyjne technologie energetycznego wykorzystania drewna w sposób bardziej efektywny oraz czystszy w małej i średniej wielkości instalacjach kogeneracyjnych. Spalanie i zgazowanie drewna jest uznawane za środowiskowo neutralne biorąc pod uwagę produkcję gazów cieplarnianych, problem stanowi jednak emisja pyłów i mikrocząstek.

Jednym z innowacyjnych przedsięwzięć jest GasEK (Reisjärvi), producent instalacji do zgazowania drewna. Temperatura procesu wynosi ok. 900°C, moc 90-150kW, a emisja szkodliwych gazów i pyłów jest zminimalizowana. Instalacja może wykorzystywać drewno o wilgotności poniżej 45%.

Więcej informacji:

Yrjö Muilu, yrjo.muilu@centria.fi

Matti Kiviniemi, matti.kiviniemi@reisjarvi.fi

GSM +358403008250

GasEK <http://www.finbio.fi/>

FINISH EXAMPLE: BIOGAS PRODUCTION FROM WOOD – COGENERATION

Summary

An efficient installation for gas production from wood and cogeneration (90-150kW) is presented and discussed.

Mariusz Wójcik, Andrzej Tonderski**

REGION MORZA BAŁTYCKIEGO JAKO ŹRÓDŁO DOBRYCH PRAKTYK DLA BIOGAZU

Streszczenie

Niektóre rejony Morza Bałtyckiego (w tym Polska i Pomorze) stoją przed poważnymi wyzwaniami dotyczącymi rozwoju energetyki. Inne mają świetnie rozwinięte rozwiązania technologiczne i organizacyjne (tzw. dobre praktyki). Aby uniknąć błędów sąsiadów i przyspieszyć rozwój energetyki opartej na biogazie przeprowadzona została regionalna inwentaryzacja dobrych praktyk energetyczno-biogazowych. Artykuł zawiera opis dwóch praktyk organizacyjnych (Model Linköping i model Jühnde) oraz kilku technologicznych, w tym produkcje biogazu ze zmieszanych odpadów rolniczych i komunalnych, komplementarne wykorzystanie biogazu w energetyce regionalnej, frakcjonowanie osadu pofermentacyjnego oraz uszlachetnianie biogazu.

* Pomorskie Centrum Badań i Technologii Środowiska, POMCERT, Gdynia, Polska.

Wstęp

W ostatnich latach można zaobserwować olbrzymie zainteresowanie odnawialnymi źródłami energii, gdzie oprócz energii wiatrowej ogromna uwaga skupiona jest na bioenergetyce, a w szczególności na biogazie. Biogaz łączy w sobie wiele elementów, które wzajemnie się przenikają i uzupełniają tworząc rozbudowaną i logiczną sieć zależności. Instalacje biogazu wpływają na rozwój rolnictwa poprzez nowe uprawy roślin energetycznych i tworzenie nowych miejsc pracy, jednocześnie pozwalają przekształcić miejskie odpady organiczne w wartościowy substrat. Biogaz wykorzystany w kogeneracji jest źródłem prądu oraz ciepła dla wielu ludzi, a stosowany w transporcie z powodzeniem może uzupełnić konwencjonalne paliwa.

Ramka 1. Dobre Praktyki – interpretacja.

Dobre praktyki należy rozumieć jako inicjatywy, które poprzez zastosowanie nowych działań, elementów technologicznych, bądź struktur organizacyjnych zaowocowały osiągnięciem lepszych rezultatów, w porównaniu do podobnych inicjatyw, lub utworzeniem nowych funkcjonalności. Jest to pojęcie bardzo szerokie, które nie jest nieograniczone skalą, gdyż może dotyczyć zarówno zastosowania nowych podzespołów jak i całych instalacji, lub wprowadzenia nowych struktur organizacyjnych na skalę przedsiębiorstwa jak i gminy czy regionu. Dobrą praktyką może być wszystko, co w efekcie prowadzi do osiągnięcia lepszych rezultatów.

Popularność biogazu wiąże się z realizacją dużej liczby inwestycji w krajach Europejskich. W samych Niemczech istnieje ponad 4500 biogazowni, które powstały na przełomie lat 1990/2000. Taka liczba przedsięwzięć ciągnie za sobą rozwój nowych technologii oraz rozwiązań organizacyjnych. Polska, w tym Pomorze, stoi u progu wielkiego rozwoju sektora biogazowego, który ma pomóc w osiągnięciu celu UE 20% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu. Można w tym celu wykorzystać doświadczenia sąsiadów skupiając się jedynie na rozwiązaniach przynoszących najlepsze efekty. Identyfikacja najlepszych rozwiązań, czyli tak zwanych dobrych praktyk, zarówno technologicznych jak i organizacyjnych, może pomóc w ich odpowiednim zaadaptowaniu w polskich warunkach.

Ze względu na obszerność znaczenia pojęcia dobrych praktyk oraz w celu usystematyzowania zebranych przykładów jako pierwsze omówione zostaną ciekawe modele organizacyjne łańcucha produkcji i wykorzystania biogazu, a następnie przytoczone zostaną dobre praktyki dotyczące pojedynczych technologii.

1. Dobre praktyki organizacyjne związane z produkcją biogazu

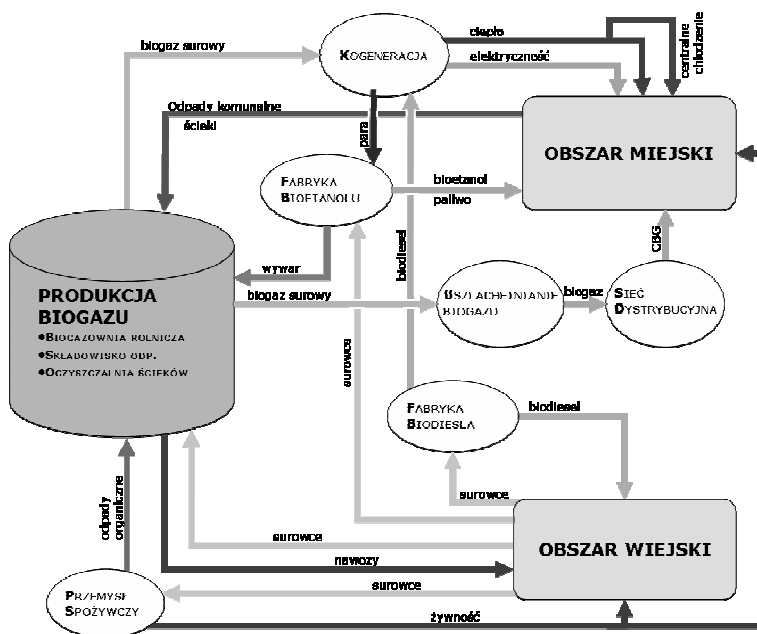
Linköping – Szwecja

Przykładem godnym uwagi jest model wytwarzania i wykorzystania biogazu jaki zastosowała szwedzka gmina Linköping. Jest on intrygujący zarówno ze względu na dużą międzysektorowość jaką się charakteryzuje ale również z uwagi na ciekawy proces

wdrażania. Serce modelu stanowią dwie biogazownie łącznie produkujące 9 milionów Nm³/rok. Mniejsza biogazownia wykorzystuje osady ściekowe z lokalnej oczyszczalni ścieków druga natomiast wykorzystuje odpady z rzeźni, produkcji żywności oraz w niewielkim stopniu odpady z obiektów gastronomicznych. Do produkcji biogazu wykorzystywane są nie tylko odpady produkcji rolniczej, ale również odpady z obszarów miejskich tj. odpady komunalne oraz osady ściekowe. Produkty wytwarzania biogazu trafiają następnie z powrotem do rolnictwa i obszarów miejskich. Pozostałość pofermentacyjna stosowana jest przez rolników jako wysokiej jakości nawóz, natomiast biogaz przekształcany jest w paliwo dla pojazdów. Aby jednak surowy biogaz mógł zostać wykorzystany jako paliwo CBG (Compressed BioGas), czyli bio-odpowiednik CNG (Compressed Natural Gas) musi on zostać uszlachetniony. Ten proces przeprowadzany jest w lokalnej stacji uszlachetniania biogazu opartej o wodę jako medium uszlachetniające (Water Scrubbing). W wyniku tego procesu zawartość metanu w biogazie osiąga 97% co odpowiada właściwościom gazu naturalnego¹. Poprzez nieznaczne modyfikacje modelu z Linköping można wykreować interesujący schemat (Rysunek 1), który w prosty sposób pokazuje jak biogaz może łączyć interesy zarówno obszarów miejskich jak

¹ Information from the International Energy Agency Bioenergy Task 37 Energy from biogas and landfill gas publication, “100% Biogas for Urban Transport in Linköping Sweden Biogas in Buses, Cars and Trains” - http://www.iea-biogas.net/Dokumente/casestudies/linkoping_final.pdf.

i wiejskich tworząc swoisty pomost i interakcje między tymi obszarami.



Jak widać biogaz może wkomponowywać się w elementy lokalnej gospodarki rolnej, odpadowej czy też gospodarki ściekowej. Sektor transportu, który stanowi jeden z największych problemów na drodze do redukcji emisji CO₂, również może czerpać ogromne zyski z produkcji biogazu. To właśnie wykorzystanie CBG jako paliwa samochodowego stanowi jeden z sukcesów Linköping. W tej chwili wszystkie autobusy komunikacji publicznej zasilane są biogazem, co więcej od 2005 roku wprowadzony został również lokalny pociąg zasilany tym paliwem.

Sukces Linköping został osiągnięty między innymi dzięki jasno określonej wizji władz lokalnych, tj. stworzenia lokalnej struktury transportowej opartej na biogazie. Nie byłoby to możliwe gdyby nie fakt, że zarówno instalacje do produkcji biogazu, oczyszczalnie ścieków, transport publiczny jak i elektrociepłownie są administrowane przez spółkę, kontrolowaną i zarządzaną przez władze lokalne. W ten sposób ogromne koszty związane z wdrożeniem systemu biogazowego były rekompensowane przez zyski osiągnięte z innych obszarów działalności, a wizja polityczna rozwoju działalności komunalnej zgodna była ze strategią firmy za te usługi odpowiedzialnej. Można by powiedzieć, że odpowiedni system własności oraz odpowiednie zarządzanie stanowiły tu dobrą praktykę organizacyjną. Wdrożenie publicznego transportu opartego o biogaz było bardzo istotnym elementem, który pozwolił zainicjować rynek zbytu na biogaz. Niemożliwym byłoby rozpoczęcie produkcji biogazu gdyby nie było na niego popytu. Ciekawym rozwiązaniem było również zastosowanie biogazu w taksówkach dla niepełnosprawnych. Transport publiczny stanowić może początek dla rozwinięcia dystrybucji biogazu dla użytkowników prywatnych. Na dzień dzisiejszy około 7% pojazdów osobowych korzysta z 14 stacji tankowania CBG na terenie Linköpingu².

Sektor edukacji i nauki odegrał znaczną rolę w całym przedsięwzięciu. Jednym z elementów były akcje edukacyjne, w postaci wizyt studyjnych, prowadzone przez gminę w celu podniesienia

² Notatka ze spotkania z Bertilem Carlsonem kierownikiem projektu firmy Tekniska Verken z Linköping 29.01.2010.

świadomości i akceptacji społecznej. Związek nauki i przemysłu jest również widoczny na polu badawczym, w postaci ścisłej współpracy Uniwersytetu w Linköping, a gminną jednostką zarządzającą biogazownią. Nieustannie prowadzone są badania prowadzące do zwiększenia wydajności procesu a tym samym do rozwoju technologii. Nie bez znaczenia pozostają również narodowe regulacje prawne w Szwecji, w myśl których biogaz nie jest opodatkowany co pozwala mu konkurować cenowo z paliwami konwencjonalnymi.

Jühnde – Niemcy

Innym przykładem tzw. „dobrej praktyki” jest niewielka, bo zamieszkała przez 800 mieszkańców, miejscowość Jühnde w Niemczech³. W myśl lokalnej idei utworzenia bioenergetycznej wsi elektryczność jak i ciepło pochodzą w całości z 700KW_{el} biogazowni oraz wspomagającej ją kotłowni na biomasę. Instalacje te zostały sfinansowane w interesujący sposób. Część inwestycji została dofinansowana ze źródeł zewnętrznych, reszta natomiast została pokryta przez samych mieszkańców, którzy w tym celu założyli spółdzielnię. W ramach tej inicjatywy każdy członek, który wpłacił 1500 EUR stał się współwłaścicielem założonej instytucji i zdobył prawa do głosowania. Ponad 70% mieszkańców zdecydowało się przystąpić do tego przedsięwzięcia, co pozwoliło sfinansować całą inwestycję.

Gmina boryka się jednak z problemem wykorzystania nadmiaru ciepła. W zimie, gdy

³ Kotowski W., Konopka E (2009) Odnawialne Źródła Energii - Aeroenergetyka, 3(29), pp 25-26.

zapotrzebowanie na ciepło jest duże oprócz jednostki kogeneracyjnej biogazowni uruchamiana jest również kotłownia na biomasę. W lecie natomiast, kiedy zapotrzebowanie na ciepło jest znacznie mniejsze niż możliwości biogazowni, część „odpadowego” ciepła wykorzystywana jest do suszenia biomasy. Pozwala to znacznie poprawić jej wartość kaloryczną, a tym samym zwiększa efektywność opalania. Mimo to wciąż jedynie 70% produkowanego rocznie ciepła w Jühnde jest wykorzystywane, reszta ulatuje do środowiska, co jest nie tylko stratą z punktu widzenia ekonomicznego ale również może negatywnie wpływać na środowisko.

2. Dobre praktyki technologiczne związane z produkcją biogazu

Odpowiedni model organizacyjny to bardzo istotny czynnik osiągnięcia sukcesu, nie mniej musi być wspierany przez wybór odpowiedniej technologii. Sektor biogazu, ze względu na swoją ogromną popularność w ostatnich latach, doświadczył ogromnego rozwoju różnego rodzaju technologii i rozwiązań na każdym etapie produkcyjnym od stosowania nawozów rolnictwie, przez metody fermentacyjne po nowoczesne technologie uszlachetniania biogazu i wykorzystania odpadów pofermentacyjnych.

Biogaz z odpadów rolniczych i komunalnych

Biogazownia rolnicza w Västerås charakteryzuje się dwoma ciekawymi rozwiązaniami technologicznymi⁴. Pierwsze rozwiązanie dotyczy wykorzystania organicznej części odpadów komunalnych jako 60% wsadu do

⁴ Heiskanen E., (2006) Case 7+8 Västerås and Lund Biogas Plant.

produkcji biogazu. Pozostałą część stanowią rośliny pastewne oraz osady z tłuszczowników z pobliskiej oczyszczalni ścieków.

Proces produkcji biogazu w tej instalacji składa się z następujących elementów:

- mieszania w turbomikserach (homogenizacja wkładu);
- higienizacji (70°C przez 1 godzinę);
- fermentacji mezofilowej;
- separacji pozostałości pofermentacyjnej na dwie frakcje;
- odzysku wody procesowej, która później stosowana jest do rozcieńczania wsadu.

Wykorzystanie odpadów komunalnych jest szczególnie interesujące dla Polski, gdyż Dyrektywa Rady 1999/31/WE z dnia 26 kwietnia 1999 r. w sprawie składowania odpadów nakłada na kraje członkowskie obowiązkiem znacznego ograniczenia odpadów biodegradowalnych trafiających na składowiska. Do roku 2020 ilość składowanych odpadów będzie należało ograniczyć do 35% w porównaniu do roku 1995. W Polsce natomiast w 2008 r. ponad 92% odpadów komunalnych unieszkodliwionych zostało przez składowanie.

Wykorzystanie biogazu

Mimo tego, iż biogaz ma wiele zastosowań to najczęstszym i jednocześnie najefektywniejszym jest produkcja elektryczności i ciepła w skojarzeniu. Jednak biogaz jak i inne źródła energii odnawialnej stosowane są głównie jako źródła wspomagające dla podstawowych jednostek opartych na paliwach kopalnych. Wynika to

z faktu, że żadne OZE (Odnawialne Źródło Energii) w pojedynkę nie jest w stanie zapewnić stabilnych dostaw energii elektrycznej by pokryć podstawowe obciążenie sieci. Rozwiązanie tego problemu jest obecnie testowane w Niemczech, w miejscowości Prenzlau gdzie powstaje pierwsza hybrydowa elektrociepłownia łącząca w sobie instalacje do produkcji biogazu, wodoru oraz energii wiatrowej⁵. Będzie to pilotażowy kompleks łączący dwie jednostki kogeneracyjne, elektrolizer do produkcji wodoru, trzy turbiny wiatrowe bezpośrednio podłączone do elektrolizera oraz biogazownię. Głównym motorem kompleksu jest elektrolizer, który w momentach nadprodukcji energii elektrycznej przez farmy wiatrowe produkuje wodór z wody. W tym momencie wodór staje się swojego rodzaju magazynem energii lub buforem, który zapewnia stabilność dostaw energii elektrycznej. Gdy produkcja energii elektrycznej jest niższa niż zapotrzebowanie wtedy uruchamiane są jednostki kogeneracyjne oparte na mieszaninie biogazu i wodoru, co pozwala na pokrycie deficytu. Całą infrastrukturą steruje rozbudowany system informatyczny, który odpowiada za optymalizację i zachowanie dynamicznej równowagi pomiędzy wszystkimi źródłami energii.

Bardzo interesującym rozwiązaniem, które wciąż jeszcze jest w fazie pilotażowej jest zastosowanie ogniw paliwowych wykorzystujących metan do produkcji energii elektrycznej⁶. Jest to ogromna szansa

⁵ Www.uk.reuters.com, Comentz J. Germany's Merkel presents new hybrid power plant, 21 kwietnia 2009.

⁶ Www.agroenergetyka.pl, Kosmiczna elektrownia w domu: Bloom Box, 28 lutego 2010.

wykorzystania biometanu powstałego z biogazu do produkcji czystej energii elektrycznej ze sprawnością osiagającą do 85%. Zasada działania urządzenia opiera się na procesach elektrochemicznych, w wyniku których z tlenu i metanu powstaje dwutlenek węgla i para wodna. Technologia ta jest już testowana między innymi przez amerykańską firmę eBay. Omawiana wcześniej wieś Jühnde również upatruje przyszłość wytwarzania energii w wykorzystaniu ogniw paliwowych do produkcji energii elektrycznej.

Fracjonowanie osadu pofermentacyjnego

Innym interesującym rozwiązaniem zastosowanym w Västerås jest mechaniczne oddzielenie pozostałości pofermentacyjnej na frakcję płynną i stałą za pomocą wirówek. Otrzymane w ten sposób frakcje stanowią dwa różne nawozy o odmiennych właściwościach. Faza stała stanowiąca odpowiednik nawozu fosforowego aplikowana jest podobnie jak obornik, natomiast faza ciekła jest bogatym źródłem azotu i jest rozprowadzana za pomocą rozpylaczy.

Uszlachetnianie biogazu

Uszlachetnianie biogazu jest to ciekawe rozwiązanie mimo tego, że stosunkowo nowe w Europie. Jest ono opłacalne i uzasadnione w sytuacji, gdy w pobliżu biogazowni nie ma odbiorców ciepła pochodzącego ze spalania biogazu. Prym w Europie w ilości instalacji przekształcających surowy biogaz w tak zwany biometan wiodą Niemcy, a tuż za nimi Szwedzi. Spośród pięciu podstawowych technologii największą popularnością cieszy się metoda płuczek

wodnych (Water Scrubbing), a tuż za nią metoda PSA (Pressure Swing Absorption), która również była stosowana w Linköping jednak została wyparta ze względu na wyższe koszty operacyjne⁷. Godne przytoczenia są dodatkowe dwa przykłady instalacji uszlachetniania biogazu w Gothenburg w Szwecji oraz w Rathenow w Niemczech. Ta pierwsza jest jedną z największych instalacji do uszlachetniania na świecie i wykorzystuje technologię absorpcji chemicznej (Chemical Absorption)⁶. Instalacja w Rathenow stosuje technologię absorpcji fizycznej z użyciem rozpuszczalników organicznych, jednak interesujący w tej technologii jest system wykorzystania ciepła wytwarzanego podczas procesu uszlachetniania. Ciepło jest odzyskiwane i stosowane do podtrzymania temperatury komór fermentacyjnych pobliskiej biogazowni. Dodatkowo rozpuszczalnik organiczny jest również odzyskiwany i regenerowany, co znacznie obniża koszty jak i wpływ na środowisko⁸.

⁷ Beil M., Hoffstede U. (2009), European Biomethane Fuel Conference, Gothenborg (Szwecja), 9 września 2009.

⁸ [Http://www.haase-energietechnik.de](http://www.haase-energietechnik.de), informacja prasowa z targów Agritechnika, Hannover, 8-14 Października 2009.

BALTIC SEE REGION (BSR) – A SOURCE OF BIOGAS GOOD PRACTICES

Summary

Some areas of the Baltic Sea (including Poland and Pomerania) face serious challenges related to development of energy sector. Others have well-developed technological and organizational solutions (so-called good practices). To avoid errors neighbors and to accelerate the development of biogas-based power regional inventory of good practices in the biogas energy has been carried out. The article contains a description of the two organizational practices (Model Jühnde and model Linköping) and several technologies, including biogas production from agricultural and municipal waste, complementary use of biogas in the regional generation of heat & power, fractionation of fermentation residue and purification of biogas.

*Patrycjusz Zarębski**

ATRAKCYJNOŚĆ INWESTYCYJNA GMIN WOJ. POMORSKIEGO DLA PRZEDSIĘWZIĘĆ GOSPODARCZYCH ZWIĄZANYCH Z PRODUKCJĄ ENERGII ZE ŹRÓDEŁ ODNAWIALNYCH

Streszczenie

Celem artykułu była ocena przestrzennego zróżnicowania atrakcyjności inwestycyjnej gmin wiejskich woj. pomorskiego. W tym celu zastosowano metodę sum standaryzowanych oraz algorytm analizy wielofunkcyjnej obszaru. Wyniki badań pozwoliły dokonać klasyfikacji gmin ze względu na atrakcyjność inwestycyjną.

Wstęp

Produkcja energii ze źródeł odnawialnych podlega takim samym zasadom ekonomii jak typowe przedsięwzięcia rynkowe powszechnie spotykane w gospodarce. Zarządzanie takim przedsięwzięciem musi uwzględniać podstawowy warunek opłacalności determinowany przychodami i kosztami, których relacja w długim okresie prowadzonej działalności powinna dążyć do sytuacji, w której są one sobie równe. Te dwa

* Politechnika Koszalińska, Zakład Polityki Ekonomicznej i Regionalnej.

główne czynniki wpływające na opłacalność inwestycji oraz wielkość zysku są podstawą podejmowanych działań przez menedżerów w celu poprawy rentowności firmy.

Istotnym elementem na początku planowanej działalności jest także lokalizacja, która ma zarówno wpływ na osiągnięte przychody jak i możliwości redukcji kosztów związanych między innymi z transportem, dotarciem do klienta, czy dostępnością środków produkcji. O wyborze lokalizacji produkcji decydują zróżnicowane czynniki, które zmieniają się wraz z rodzajem produkcji jaką chcemy uruchomić. Pomocne w wyborze mogą być wszelkiego rodzaju bazy atrakcyjności inwestycyjnej generowane na potrzeby inwestorów polskich jak i zagranicznych poszukujących obiektywnych ocen możliwości lokowania kapitału. Celem niniejszego opracowania jest próba stworzenia syntetycznej miary oceny atrakcyjności inwestycyjnej dla produkcji energii odnawialnej w ujęciu ogólnym. Oznacza to, iż przeprowadzona zostanie ocena kluczowych elementów najczęściej wymienianych jako te, które wpływają na większość ogólnie znanych decyzji inwestycyjnych.

Pojęcie atrakcyjności inwestycyjnej

Na atrakcyjność inwestycyjną składają się wszystkie te czynniki, które możemy określić mianem potencjalnych korzyści możliwych do osiągnięcia w na danym obszarze przez inwestorów. Wśród tych czynników najczęściej wymienia się koszty pracy, ceny nieruchomości, rynki zbytu, kapitał ludzki, dostępność i jakość infrastruktury, aktywność władz lokalnych itp.

Lista tych czynników nie jest zamknięta i zmienia się w zależności od potrzeb i charakteru planowanej inwestycji. Jednak już teraz wśród nich możemy wskazać te które odgrywają najważniejszą rolę. Są to m.in. koszty pracy, które stają się we współczesnej ekonomii światowej podstawowym czynnikiem migracji kapitału inwestycji bezpośrednich. Produkcja pracochłonna lokalizowana jest w tych krajach lub regionach gdzie koszt zatrudnienia pracownika jest relatywnie niski co znacząco wpływa na końcowy koszt produkcji. Poziom wynagrodzeń (koszt pracy) jest w głównej mierze pochodną popytu na rynku pracy jak też ogólnej sytuacji gospodarczej w kraju.

Kolejnym ważnym czynnikiem decyzyjnym dla firm jest obecność kapitału ludzkiego przynajmniej w tych działaniach, w których stanowi on nieodzowny element realizacji produkcji. Na kapitał ludzki składa się wiele czynników ale głównymi jego składowymi jest wiedza i zdolność do podejmowania działań z jej wykorzystaniem. Wiedza ma przekładać się na zdolności adaptacyjne, podejmowanie samodzielne przedsięwzięć w tym gospodarczych utożsamianych często z przedsiębiorczością. Kapitał ludzki jest mocno powiązany z aktywnością władz lokalnych. Aktywność ta może m.in. polegać na podejmowaniu w obszarze jednostki administracyjnej działań, które przyczyniają się do pozyskania funduszy np. z Unii Europejskiej a następnie prowadzenie inwestycji społecznie pożądanych.

Prowadzenie działalności gospodarczej jest również uzależnione od tzw. otoczenia biznesu czyli firm funkcjonujących w pobliżu i współpracujących

w zakresie wykonywania pewnych usług wspierających na rzecz przedsiębiorstwa. Głównie dotyczy to firm konsultingowych, instytucji finansowych, agencji nieruchomości itp. Ich podstawowym zadaniem jest współpraca na zasadach outsourcingu, którego główną zaletą jest obniżanie kosztów prowadzonej działalności jak i świadczenie usług na wysokim poziomie co jest często podyktowane specjalizacją działań.

W celu wyznaczenia atrakcyjności inwestycyjnej można jeszcze uwzględnić takie cechy jak rynki zbytu, czyli potencjalnych odbiorców naszych usług, infrastruktura techniczna i niekiedy społeczna oraz charakter funkcjonalny obszaru. Za każdym razem lista czynników determinujących atrakcyjność może ulegać zmianie w zależności od charakteru zamierzonych inwestycji jak i dostępności informacji na dany temat. Na potrzeby niniejszego opracowania zdecydowano, iż atrakcyjność inwestycyjną dla inwestycji związanych z odnawialnymi źródłami energii będzie opisywać 7 głównych kategorii wraz 16 cechami cząstkowymi, którym przypisano odpowiednie wagi (tab. 1).

Tabela 1. Cechy przyjęte do budowy syntetycznego miernika atrakcyjności inwestycyjnej.

Kategorie i cechy	Jednostka	Waga cechy
1) Funkcja rolnicza		1
a) Podatek rolny na 1 km ² powierzchni gminy	zł/km ²	1
2) Wynagrodzenia		1
a) Podatek od osób fizycznych na 1 mieszkańca	zł/km ²	1

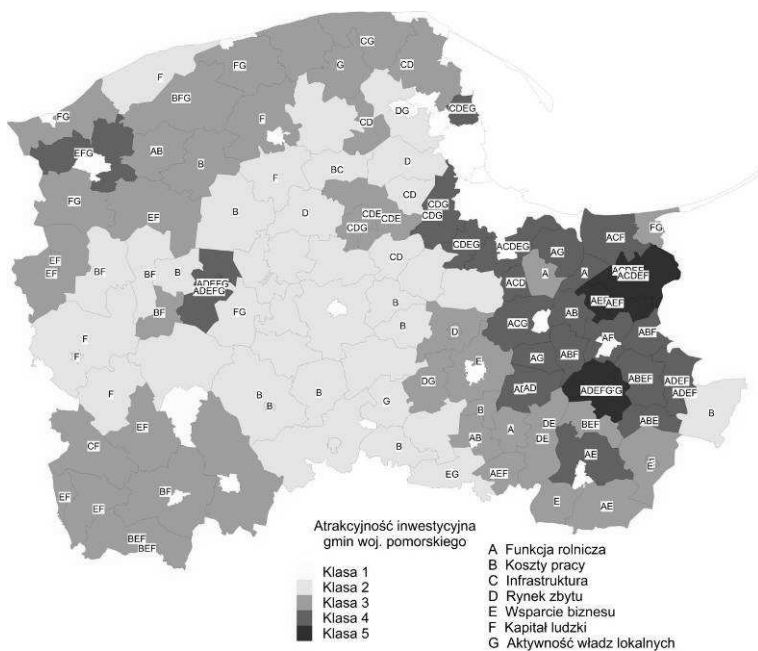
3) Infrastruktura		1
a) Sieć wodociągowa na 100 km ²	km/km ²	0,25
b) Sieć kanalizacyjna na 100 km ²	km/km ²	0,25
c) Sieć gazowa na 100 km ²	km/km ²	0,25
d) Drogi gminne na 100 km ²	km/km ²	0,25
4) Rynek zbytu		1
a) Liczba ludności na 1 km ²	liczba ludności /km ²	0,50
b) Liczba firm na 100 km ²	liczba przedsiębiorstw / km ²	0,50
5) Wsparcie biznesu		1
a) Odsetek firm pośrednictwo finansowe	%	0,50
b) Odsetek firm obsługa nieruchomości, wynajem i usługi związane z prowadzeniem działalności gospodarczej	%	0,50
6) Kapitał ludzki		1
a) Odsetek radnych z wyższym wykształceniem	%	0,33
b) Odsetek ludności w wieku produkcyjnym	%	0,33
c) Natężenie bezrobocia	%	0,33
7) Aktywność władz lokalnych		1

a) Udział środków z budżetu Unii Europejskiej w dochodach własnych	%	0,33
b) Udział dochodów własnych w dochodach ogółem	%	0,33
c) Wydatki inwestycyjne gminy na jednego mieszkańca	zł/1 mieszkańca	0,33

Źródło: opracowanie własne.

Ocena atrakcyjności inwestycyjnej obszarów wiejskich województwa pomorskiego

Do obliczeń syntetycznego miernika atrakcyjności inwestycyjnej wykorzystano metodę sum standaryzowanych oraz algorytm stosowany przy wyznaczaniu wielofunkcyjnego rozwoju obszarów. Analizie poddano wszystkie gminy wiejskie i miejsko-wiejskie województwa pomorskiego z uwzględnieniem danych za rok 2008. Wyniki obliczeń zaprezentowano na mapie 1 oraz tabeli 2. Na podstawie odchylenia standardowego dla grupy wyników stworzono klasy od 1 do 5, przy czym klasa 1 oznacza najgorsze warunki inwestycyjne natomiast klasa 5 najkorzystniejsze. Dodatkowo oznaczenia od A do G naniesione na mapie ukazują te kategorie, które przyjmują ponadprzeciętne wartości w województwie.



Rysunek 1. Atrakcyjność inwestycyjna obszarów wiejskich województwa pomorskiego.

Źródło: opracowanie własne.

Tabela 2. Obszary wiejskie o najwyższym wskaźniku atrakcyjności inwestycyjnej w woj. pomorskim.

Lp.	Gmina	Wskaźnik syntetyczny AI ¹	Klasa AI	Dominujące kategorie ²
1.	Nowy Dwór Gdański	3,618	5	ACDEF
2.	Nowy Staw	3,570	5	AEF
3.	Sztum	3,476	5	ADEFG
4.	Pszczółki	3,249	4	ACD
5.	Bytów	3,232	4	ADEFG
6.	Kosakowo	3,230	4	CDEG
7.	Stare Pole	3,149	4	ABF
8.	Pruszcz Gdański	3,123	4	ACDE G
9.	Dzierzgoń	3,088	4	ADEF
10.	Kolbudy	3,068	4	CDEG
11.	Żukowo	2,987	4	CDG
12.	Subkowy	2,974	4	AG
13.	Lichnowy	2,960	4	AB
14.	Pelplin	2,939	4	AD
15.	Stegna	2,893	4	ACF

¹ Obliczenia przeprowadzono wykorzystując metodę sum standaryzowanych. Macierz danych poddano standaryzacji a wskaźniki cząstkowe skorygowano o przyjęte wagi. Suma wartości standaryzowanych stanowi ocenę atrakcyjności inwestycyjnej gminy oraz jej przynależność do poszczególnych klas atrakcyjności.

² Algorytm opisano w: P. Zarębski. 2007. Wielofunkcyjny rozwój obszarów wiejskich a wybrane teorie rozwoju regionalnego na przykładzie województwa zachodniopomorskiego, Folia Univ. Agroc. Stetin., Ser. Oeconomica (47), Akademia Rolnicza w Szczecinie. Polega on na wyznaczeniu funkcji gospodarczych bądź dominujących cech przyjętych w badaniu dla danego obszaru.

16.	Tczew	2,881	4	ACG
17.	Mikołajki Pomorskie	2,850	4	ABE
18.	Miłoradz	2,809	4	ABF
19.	Malbork	2,784	4	AF
20.	Stary Targ	2,769	4	ABEF
21.	Słupsk	2,741	4	EFG
22.	Cedry Wielkie	2,739	4	AG
23.	Ostaszewo	2,733	4	A
24.	Kwidzyn	2,720	4	AE

Źródło: opracowanie własne.

Z obliczeń wynika, iż w województwie można wyróżnić trzy skupiska gmin wiejskich o ponadprzeciętnym potencjale inwestycyjnym. Na szczególną uwagę zasługują gminy położone we wschodniej i południowo-wschodniej części województwa, do których należą Nowy dwór Gdański, Nowy Staw, Sztum, Pszczółki. Jednak każda z nich dysponuje nieco innymi warunkami względem przyjętych do obliczeń kategorii czyli kapitału ludzkiego, infrastruktury, rynku zbytu itp. Jest to o tyle istotna informacja gdyż pozwala na ukierunkowanie planowanych inwestycji, które mogą mieć charakter pracochłonny lub kosztochłonny lub wymagają w pobliżu znaczących rynków zbytu.

Zdecydowanie najgorsza sytuacja ma miejsce w centralnej części województwa, gdzie większość gmin pozbawiona jest ponadprzeciętnych warunków dla planowania przedsięwzięć gospodarczych. Nie można jednak tej oceny traktować jak wyroku dla tych obszarów

gdyż atrakcyjność ulega zmianom w czasie i przy odpowiednim zaangażowaniu władz lokalnych oraz inwestycji może się szybko zmienić np. poprzez inwestycje związane z produkcją zielonej energii np. biomasy. Dodatkowo obszary te zazwyczaj charakteryzują się wysoką stopą bezrobocia oraz niskimi kosztami pracy co stanowi istotną zachętę dla inwestorów, którzy podejmują strategię minimalizacji kosztów.

Zakończenie

Atrakcyjność inwestycyjna regionów jest istotnym elementem w planowaniu działalności gospodarczej w tym także związanych z produkcją energii odnawialnej. Obecnie prowadzone kalkulacje ekonomiczne często pokazują, iż bez dotowania takich przedsięwzięć są one nierentowne. Dzieje się tak głównie z powodu prowadzenia niepełnej kalkulacji i nieuwzględniania w obliczeniach tzw. efektów zewnętrznych w gospodarce. Dotyczy to szczególnie kosztów jakie ponosi społeczeństwo w wyniku stosowania w gospodarce tradycyjnych paliw kopalnianych. Do kosztów tych można m.in. zaliczyć zanieczyszczenie środowiska, choroby wywołane tym zanieczyszczeniem, zmiany klimatyczne itp. Często nawet trudno jest oszacować jak duże straty ponosimy emitując do atmosfery coraz to zwiększone ilości CO₂ oraz innych szkodliwych substancji i gazów. Należy się jednak spodziewać, iż w miarę wzrostu świadomości na temat skutków stosowania dotychczasowych rozwiązań energetycznych zaczną się zwracać większą uwagę na energię produkowaną ze źródeł odnawialnych, a poprzez

odpowiednie mechanizmy wsparcia inwestycje takie staną się opłacalne.

Pierwszym krokiem do tworzenia rentownych działań będzie dobór odpowiedniej lokalizacji inwestycji co pozwoli znacząco zredukować koszty produkcji i zwiększyć szanse na komercyjny sukces. Prezentowany przykład woj. pomorskiego pokazuje jak bardzo zróżnicowane są obszary, na których można planować działalność gospodarczą. Jednak prezentowane wyniki są tylko ogólną oceną, którą dla ostatecznej decyzji inwestycyjnej należy pogłębić o indywidualną analizę dla danego przypadku.

INVESTMENT ATTRACTIVENESS OF THE COMMUNES OF POMORSKIE PROVINCE FOR ECONOMIC UNDERTAKINGS RELATED TO THE PRODUCTION OF ENERGY FROM RENEWABLE SOURCES

Summary

The purpose of the present study is an attempt to create a synthetic measure for the evaluation of investment attractiveness for the production of renewable energy from a general perspective. This means that an evaluation will be conducted of the key elements, which are most often mentioned as those having an impact on most of generally known investment-related decisions. It

is evident from the calculations that three centres of rural communes with an investment potential being above the average can be distinguished in the Province. It is especially true of those communes which are located in the east and south-east part of the Province, including Nowy Dwór Gdański, Nowy Staw, Sztum and Pszczółki. However, each of them has slightly different conditions as regards the categories accepted for the calculations, or the human capital, infrastructure, market of services etc.

Część II

Energetyka słoneczna, wiatrowa i inteligentne sieci

Piotr Doerffer*

MOŻLIWOŚCI BADAWCZE IMP PAN W ZAKRESIE TURBIN WIATROWYCH

Streszczenie

Praca omawia różne rodzaje turbin wiatrowych, zasady ich działania oraz zalety i ograniczenia. Przedstawiony jest potencjał badawczy IMP PAN w zakresie badań i rozwoju małych turbin przydomowych i typu offshore.

* * *

Z aerodynamicznego punktu widzenia turbiny wiatrowe mogą być dzielone względem wykorzystywanej siły. Jeden typ wykorzystuje siłę oporu aerodynamicznego a drugi siłę nośną. Typowym przedstawicielem wykorzystującym siłę nośną jest turbina o osi poziomej z kilkoma płatami (Rys.1a). Turbiny wykorzystujące siłę oporu aerodynamicznego posiadają pionową oś obrotu – typowy dwułopatowy wirnik Savoniusa (Rys.1b) lub wirnik o większej ilości elementów na obwodzie. Istnieje również turbina o osi pionowej wykorzystująca siłę nośną, zwana wirnikiem Darrieusa (Rys.1c).

* IMP PAN Gdańsk, doerffer@imp.gda.pl.

Rys. 1 a) Turbina o osi poziomej z kilkoma płatami;
b) Dwupłatowy wirnik Savoniusa; c) Turbina o osi pionowej – wirnik Darrieusa.

a)



b)



c)



Istnieją zasadnicze różnice w działaniu tych dwóch typów wirników. Wykorzystując siłę oporu element napędowy porusza się z prędkością mniejszą od wiatru. Stąd prędkość obrotowa wirnika jest ograniczona

prędkością wiatru i nie może osiągać zbyt dużych wartości. Jest to podstawową zaletą tego typu turbin, która wyklucza niebezpieczeństwo rozkręcenia się wirnika. Inną typową własnością takiego wirnika jest potrzeba zastosowania dużych powierzchni wirnika dla dużych mocy, ale to pozwala na uruchamianie wirnika przy małych prędkościach wiatru, co jest dużą zaletą.

Stosując siłę nośną można przyspieszyć element nośny do prędkości większych od prędkości wiatru (Rys.1a oraz 1b). Uzyskując duże prędkości łopaty można uzyskiwać duże siły nośne przy małej powierzchni łopaty. Prędkość końcówki łopaty na Rys.1a dochodzi do 80 m/s, co jest wielokrotnie więcej od prędkości wiatru. Podobnie w wirniku na Rys.1c bardzo duże obroty dają dużą prędkość łopaty, co pozwala na jej małe wymiary. Małe powierzchnie łopat takich wirników powodują ich małą efektywność przy słabych wiatrach. W przypadku wirnika na Rys.1c może wystąpić potrzeba rozkręcenia wirnika na początku aby można było odbierać energię kiedy obroty są odpowiednio wysokie.

Na istniejącym rynku turbin wiatrowych podział jest raczej narzucony przez ich wielkość. Wielko gabarytowe turbiny są typu jak Rys.1a, ze względu na swój względnie niski opór aerodynamiczny i względnie niski ciężar. Ze względu na stale rosnącą ilość implementacji potencjał produkcyjny tego typu turbin jest bardzo duży. Z tego wynika, że rozwiązania tych turbin są dobrze dopracowane i angażują spore środowisko badawcze. Nowymi wyzwaniem są morskie implementacje farm wiatrowych.

IMP PAN jest dobrze przygotowany do udziału w rozwoju turbin wiatrowych. Istnieją stale jeszcze dwa

istotne obszary badawcze. Jeden to monitoring stanu konstrukcji wiatraka. Drugi to ulepszenie aerodynamiki wirnika pod kątem zmniejszenia hałasu poprzez zastosowanie metod sterowania przepływem. IMP PAN z jednej strony jest mocno zaangażowany w monitorowanie kompozytowych struktur lotniczych a z drugiej strony ma silną pozycję w metodach sterowania przepływami ściśliwymi. Istniejąca wiedza może być korzystnie zastosowana w badaniach dużych turbin wiatrowych.

Inną grupą turbin wiatrowych, która rozwija się szybciej niż wielkie turbiny są turbiny małe do zastosowań indywidualnych, do mocy 3-5 kW. Ten sektor rynku jest bardzo dynamiczny ze względu na duży popyt jak i fakt, że budowa nowych prototypów w tym zakresie jest niedroga. Szerokie zainteresowanie energią z wiatru grup badawczych jak i indywidualnych osób owocuje dużą ilością opatentowanych nowych rozwiązań.

W sektorze małych turbin dominują stale typowe wirniki o osi poziomej (HWT) jakkolwiek istnieje duża oferta turbin o osi pionowej (VWT). Ogólnie uważa się, że HWT są bardziej efektywnie niż VWT, jednakże przegląd rynku ofert nie potwierdza tej zasady. Prawdą jest, że najlepsze HWT są bardziej efektywne niż VWT, ale na rynku można znaleźć VWT, które są bardziej efektywne niż wiele z oferowanych HWT. Z tego powodu główne zalety VWT, prosta konstrukcja i niezuołość na sile wiatry może zwiększyć popularność VWT.

Szybko rosnące zainteresowanie turbinami wiatrowymi małej mocy przyciąga interesownie tym

sektorem. Istnieje obecnie szeroka oferta małych turbin wiatrowych w Polsce, rozwiązań pochodzących z zagranicy, które są drogie, a przede wszystkim, które są zoptymalizowane na silne wiatry powyżej 10 m/s. Jednakże w Polsce, z wyjątkiem niektórych obszarów, wiatry nie są tak silne będąc w zakresie 5-8 m/s. Z tego powodu istnieje potrzeba na turbiny zoptymalizowane dla polskiego zakresu prędkości. Następnym wyzwaniem jest cena turbin wiatrowych, która musi być poważnie obniżona. Jest to możliwe przy zastosowaniu nowych materiałów.

IMP PAN jest doskonale przygotowany do tych ambitnych zadań. Powstają innowacyjne rozwiązania, które są obecnie badane.

POTENTIAL OF IMP PAN FOR WIND TURBINE AERODYNAMICS RESEARCH

Summary

Different principles of wind turbines, their advantages and limits are presented and discussed. The research potential of Institute of Fluid-Flow Machinery in the field of small and offshore wind turbines is described.

Michał Górski, Adam Cenian***

SKOJARZONA PRODUKCJA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z PROMIENIOWANIA SŁONECZNEGO

Streszczenie

Praca poświęcona jest zagadnieniu skojarzonej generacji elektryczności i ciepła z energii słonecznej. Przedstawia różne metody i konkretne rozwiązania.

* * *

W ostatnim czasie obserwujemy bardzo dynamiczny wzrost udziału w rynku urządzeń służących do konwersji energii słonecznej. Wśród tych urządzeń wyodrębnił się naturalny podział: na te wykorzystujące tzw. efekt fotowoltaiczny służące do produkcji energii elektrycznej oraz te, które wykorzystują zdolność wysokiej absorpcji promieniowania słonecznego pewnych materiałów do produkcji energii cieplnej.

Intensywny rozwój technologii oraz systemy wsparcia stosowane przez rządy wielu krajów sprawiły, że obie technologie stają się realną alternatywą dla

* Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku,
mgorski@imp.gda.pl.

** Instytut Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku,
cenian@imp.gda.pl.

tradycyjnych nośników energii, także w regionach o niższym potencjale promieniowania słonecznego. Polski rynek energetyki słonecznej charakteryzuje się dominującym udziałem urządzeń przeznaczonych do produkcji ciepła, w szczególności systemów do przygotowywania ciepłej wody użytkowej. Inwestycje w fotowoltaikę przy braku rozwiązań wsparć systemowych, mimo malejących cen urządzeń pozostają nieopłacalne, co w naturalny sposób przekłada się na znikomy udział w rynku.

Prace koncepcyjne nad skojarzeniem tych dwóch urządzeń rozpoczęły się już w latach 70-tych, jednak główne prace rozwojowe przypadły na koniec ubiegłego stulecia. Wymagania rynku dotyczące zmniejszania powierzchni urządzeń oraz zwiększania ogólnej wydajności stymulują rozwój tego typu technologii. Ponadto wraz ze wzrostem temperatury pracy ogniw fotowoltaicznych spada ich wydajność. Stosując dodatkowy system odbioru ciepła zmniejszamy ich temperaturę powodując zwiększenie produkcji energii elektrycznej !

Istnieje obszerny zakres modułów PVT (photovoltaic-thermal) w zależności od stosowanego medium oraz przeznaczenia. Obecne konstrukcje można wykorzystać do podgrzewania wody użytkowej c.w.u., wspomagania c.o., systemów wentylacji oraz chłodzenia. Wśród urządzeń PVT można wyróżnić cztery grupy: PVT ciekłowy, PVT powietrzny, PVT koncentrator oraz ogniwa PV z odzyskiem ciepła. Niżej skupimy się na dwóch rozwiązaniach mających największą szansę zastosowań w polskich warunkach.

PVT cieczowe jest konstrukcją analogiczną do dobrze znanych w Polsce kolektorów słonecznych cieczowych. Funkcję absorbera pełni ogniwo fotowoltaiczne odpowiednio połączone z systemem rurek odbierających ciepło, tak aby zapewnione były małe opory przewodzenia ciepła.



Rysunek 1. PVT cieczowy.

Drugą interesującą nas grupą będą PVT powietrzne. W nich następuje przepływ i ogrzewanie powietrza pod ogniwnem PV. Przewagą tego rozwiązania jest możliwość wykorzystania dostępnych modułów fotowoltaicznych. Natomiast wadą jest ograniczona możliwość wykorzystania podgrzanego powietrza – głównie w układach ogrzewania powietrznego oraz suszenia produktów rolnych.

Rozwiązania skojarzone warte są uwagi także ze względu na niższą cenę w porównaniu do dwóch niezależnych systemów produkcji ciepła i energii elektrycznej. Mimo wszystkich zalet istnieje jeszcze blokada prawna uniemożliwiająca swobodny rozwój rynku. Brak jednolitej normy na urządzenia PVT skutkuje brakiem systemu certyfikacji tego typu

produktów. I dalej brak mechanizmów finansowych dopasowanych do tego typu urządzeń.

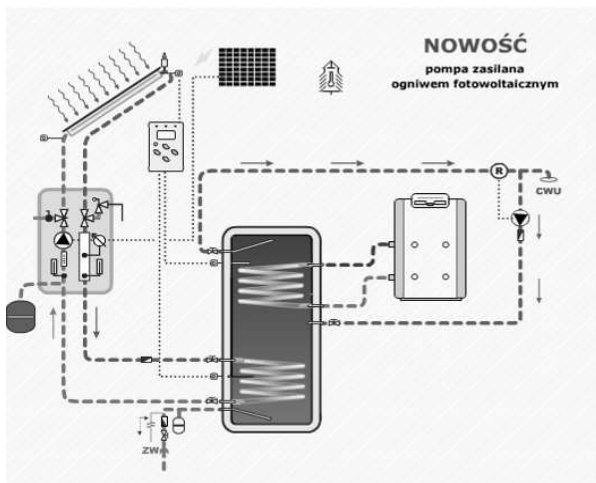
Kolejną, interesującą próbą połączenia dwóch typów urządzeń jest wykorzystanie ogniwa PV do zasilania tradycyjnej instalacji kolektorów słonecznych.

W klasycznym rozwiązaniu zarówno pompa obiegowa jak i układ elektroniczny (włączający pompę przy odpowiedniej różnicy temperatur pozwalającej przekazać ciepło z kolektora do odbiornika) wymagają do swojej pracy zmiennego prądu elektrycznego. Zużycie energii, mimo iż niewielkie (ok. 100 kWh rocznie) wpływa na koszty eksploatacji systemu solarnego. Inną niedogodnością związaną z podłączeniem systemu do sieci elektroenergetycznej są nagłe skoki napięcia oraz zaniki w dostawach prądu. Problemy te mają szczególne znaczenie w mniejszych miejscowościach, znajdujących się na krańcach systemu energetycznego. Mogą powodować one awarię układów elektronicznych kontrolera solarnego. Przerwy w pracy układu solarnego mogą prowadzić zaś do wzrostu ciśnienia czynnika roboczego w instalacji, co w konsekwencji może objawić się otwarciem zaworu bezpieczeństwa i związanych z tym nieprzyjemności dla użytkownika.

Zwykle stosowane układy wykorzystujące energię słoneczną do zasilania składały się z baterii słonecznych podpiętych do akumulatora, a ten następnie do przetwornicy prądu stałego na prąd przemienny. Wadą takiego systemu są wysokie koszty oraz dodatkowe utrudnienia eksploatacyjne związane z akumulatorem.

Kolejna idea kojarzenia ogniw PV z kolektorami słonecznymi (połączenie kolektora słonecznego

i elementu fotowoltaicznego, w autonomicznej instalacji solarnej c.w.u.) urzeka swoją prostotą.



Rysunek 2. Autonomiczna instalacja solarna c.w.u.

Strumień przepływu ciepła w kolektorze jest zdeterminowany różnicą temperatur czynnika w kolektorze i wody w zasobniku. Różnica ta jest funkcją chwilowej wartości nasłonecznienia. Z drugiej strony ilość docierającej energii słonecznej przekłada się na moc chwilową ogniwa fotowoltaicznego zasilającego bezpośrednio pompę obiegową pracującą na prąd stały. Wytworzona ilość energii elektrycznej w ogniwie o mocy nominalnej 25 W może z powodzeniem stanowić źródło zasilania pompy działającej w zakresie 1-25 W. Pompa obiegowa jest wyposażona w układ kontroli temperatury w zasobniku ciepłej wody. Przy temperaturze granicznej wynoszącej 95°C pompa przestaje pracować. Takie rozwiązanie zapewnia bezpieczne warunki pracy (ze

względu na parowanie) zbiornika, samej pompy, jak i całej instalacji solarnej.

Do zalet takiego rozwiązania należy zaliczyć duże uproszczenie systemu kolektorów słonecznych poprzez wyeliminowanie regulatora solarnego oraz czujników temperatury. Upraszcza to montaż oraz wydłuża czas życia systemu jako całości. Niepodważalnym argumentem jest pełna niezależność od systemu elektroenergetycznego, która uwalnia użytkownika od problemów z siecią elektroenergetyczną oraz zmniejsza koszty eksploatacji.

Choć system nie wymaga skomplikowanego systemu regulacji, ze względu na wysoki koszt baterii słonecznych oraz pompy prądu stałego taki system jest na chwilę obecną wciąż droższy (o ok. 1500 PLN) od rozwiązania standardowego. Jednak biorąc pod uwagę okres użytkowania instalacji solarnej jest to inwestycja, która zwraca się po uwzględnieniu niższych kosztów eksploatacji oraz serwisu.

Opisane urządzenia są kolejnym etapem na drodze rozwoju energetyki słonecznej. Zwiększona wydajność uzysku energii z jednostki powierzchni oraz aspekty ekonomiczne wróżą ciekawą przyszłość dla tego typu rozwiązań

Bibliografia

1. PVT Roadmap - A European guide for the development and market introduction of PV-Thermal technology; Energy Research Centre of the Netherlands (2006).

2. K. Kurowski - Dwa w jednym, czyli ciepło i elektryczność z PVT. Integracja na dachu; Magazyn Instalatora nr 3 (2007).
3. Al-Ibrahim - Optimum Selection of Direct-Coupled Photovoltaic Pumping System; Thesis (PhD), University of Wisconsin-Madison (1997).

COGENERATION FROM SUN ENERGY

Summary

The paper presents possibilities of simultaneous production of heat and electricity from solar radiation. Different types of available solutions, in particular PVT devices and direct coupled solar systems are discussed. It seems that such approach is very promising new way for the solar industry.

Jan Iwaszkiewicz*

SUPERKONDENSATORY – MAGAZYNY ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Streszczenie

Wielkość energii pozyskiwanej z takich źródeł odnawialnych jak farmy wiatrowe czy baterie słoneczne podlega w znacznym stopniu losowym wahaniom.

Sprawia to niemałe problemy związane z efektywnym wykorzystaniem pozyskanej energii, a także- w sytuacji połączenia licznych źródeł do wspólnej sieci- problemy związane ze sterowaniem i zarządzaniem taką rozproszoną elektrownią. Konieczne jest wówczas zastosowanie buforujących magazynów energii elektrycznej zdolnych do przejścia chwilowych uderzeń energii i do podtrzymania napięcia przy zaniku energii ze źródła.

Najnowszymi elementami magazynującymi energię elektryczną są superkondensatory, które posiadają dużą pojemność, mogą przyjmować i generować bardzo duże prądy (kilka kA) i bardzo dużą żywotność – stwarza to duże perspektywy ich współpracy z odnawialnymi źródłami energii.

W ostatnich latach rozwinięto dwie rodzaje konstrukcji superkondensatorów: superkondensatory zwijane oraz superkondensatory składane.

* Instytut Elektrotechniki, Oddział w Gdańsku.

Superkondensatory składane mają mniejszą gęstość energii niż superkondensatory zwijane, ale znacznie większą moc czyli możliwość pracy z wielkimi prądami oraz niskie straty. Produkowane jest wiele modeli superkondensatorów składanych na różne napięcia od 14V do 700V, w tym modele wysokonapięciowe na napięcie od 300V do 700V. Stwarza to możliwość szerokiego ich zastosowania w energetyce.

Fakt ten spowodował, że w Oddziale Instytutu Elektrotechniki w Gdańsku podjęte zostały prace nad superkondensatorami, zwłaszcza o konstrukcji składanej.

Prace te dotyczą z jednej strony rozwijania samej technologii, z drugiej zaś wykorzystania superkondensatorów do magazynowania i przekształcania energii elektrycznej.

Badania nad superkondensatorami składanymi prowadzone są w ramach europejskiego projektu **Cost Action 542 pt. HPSMT – High Performance Energy Storages for Mobile and Stationary Applications** (Wysokosprawne Urządzenia Magazynowania Energii w Zastosowaniach Pojazdowych i Stacjonarnych). Działanie COST Action 542 zostało ustanowione w ramach programu Unii Europejskiej COST (Współpraca Europejska w zakresie Badań Naukowych i Technicznych) i uruchomione w dn. 29/30 marca 2006 r.

Potrzeba magazynowania energii przy wykorzystaniu odnawialnych źródeł energii

Wielkość energii pozyskiwanej z takich źródeł odnawialnych jak farmy wiatrowe czy baterie słoneczne podlega w znacznym stopniu losowym wahaniom.

Nakładają się one na wahania w pewnym stopniu przewidywalne, zależne np. od prognozy pogody lub, zwłaszcza w przypadku energii słonecznej, pory dnia lub roku. Sprawia to niemałe problemy związane z efektywnym wykorzystaniem pozyskanej energii, a także- w sytuacji połączenia licznych źródeł do wspólnej sieci- problemy związane ze sterowaniem i zarządzaniem taką rozproszoną elektrownią. Konieczne jest wówczas zastosowanie buforujących magazynów energii elektrycznej zdolnych do przejścia chwilowych uderzeń energii i do podtrzymania napięcia przy zaniku energii ze źródła.

Gdyby wymienić właściwości jakie powinna mieć energia doskonała, a więc łatwość **wytwarzania i przekształcania parametrów, niezwłoczną dostępność i możliwości transportowania na duże odległości, a także zdolność magazynowania znacznych ilości energii**, to energia elektryczna nie mogłaby zostać uznana za energię doskonałą ponieważ nie udało się dotychczas rozwiązać zadowalająco problemu jej magazynowania. Jednakże obok znanych, od czasów ogniwa Volty, baterii (akumulatorów) ostatnie osiągnięcia technologiczne z zakresu elementów energoelektronicznych pozwalają widzieć **superkondensator** jako element magazynujący energię elektryczną. Superkondensator dzięki ogromnej pojemności i podwyższeniu napięcia znamionowego w porównaniu do klasycznych baterii tworzy nowe możliwości w energoelektronice i elektroenergetyce, możliwości nie tylko przekształcania, ale również **magazynowania energii**.

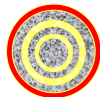
Superkondensatory

Zasada działania superkondensatora opiera się na wykorzystaniu zjawiska podwójnej warstwy Helmholtza, która stanowi obszar na granicy dwóch faz odznaczający się statystycznie nierównomiernym rozmieszczeniem elektronów lub jonów w obu fazach. Elektryczna warstwa podwójna powstaje np. na powierzchni elektrody zanurzonej w elektrolicie, z elektronów zgromadzonych w elektrodzie i jonów z roztworu zgromadzonych na jej powierzchni. Elektryczna warstwa podwójna wpływa na przebieg procesów elektrochemicznych. Jej działanie można porównać do umieszczenia kondensatora na powierzchni elektrody. Wykorzystanie tego zjawiska pozwala osiągnąć dużą powierzchnię styku materiał + elektrolit, a to umożliwia osiągnięcie pojemności 2000 F/g.

W ostatnich latach rozwinięto dwie technologie konstrukcji superkondensatorów: zwijaną oraz składaną.

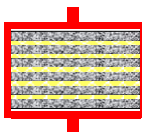
Przykłady wykonania superkondensatorów

Konstrukcja zwijana (EPCOS, Maxwell)

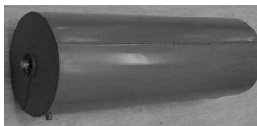


Maxwell Boostcap
2600 F/2,7 V
102x60 mm/0,4 kg

Konstrukcja składana (ECOND)



ECOND 64/400
0,8 F/400 V
600x220 mm/50 kg



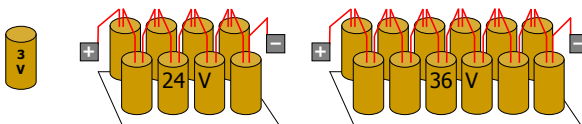
19

IEL Gdańsk

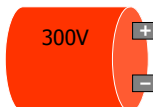
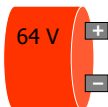
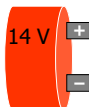
Examples of supercapacitors of different design.

Superkondensatory wysokonapięciowe

Konstrukcja pryzmatyczna – wymagane układy wyrównywania napięć



Konstrukcja składana – nie wymaga układów wyrównywania napięć



20

IEL Gdańsk

High voltage supercapacitors

W tabeli zestawiono podstawowe parametry dostępnych superkondensatorów wykonanych w tej technologii.

Typoszereg superkondensatorów						
E/U kJ/V	Napięcie [U/V]	Pojemność [C/F]	Prąd [I _{max} /A]	Wysokość mm	Waga kg	Zastosowanie
9/14	14	100	670	95	10.0	Diesel – start silnika, pojazdy szynowe, autobusy .
12/14	14	140	1350	130	14.5	
25/14	14	255	2000	230	22.0	
40/28	28	100	4000	300	26.0	
60/28	28	160	4000	380	31.0	
70/36	36	110	1800	510	40.0	Pojazdy hybrydowe transport, samochody elektryczne, UPSy, trafostacje, energia wiatrowa
90/300	300	2.0	500	570	38.0	
40/96	96	8.5	1300	390	34.0	Diesel - start lokomotywy
40/64	64	23	2125	415	38.0	

Portfolio of supercapacitors.

Prace nad superkondensatorami w Oddziale Instytutu Elektrotechniki w Gdańsku

Wielkie nadzieje wiąże się zwłaszcza z konstrukcją składaną, a intensywne prace badawcze prowadzone są w tym zakresie w Oddziale Instytutu elektrotechniki w Gdańsku.

Dotyczą one z jednej strony rozwijania samej technologii, z drugiej zaś – wykorzystania superkondensatorów do magazynowania i przekształcania energii elektrycznej. Podstawowe właściwości superkondensatorów ECOND przesądzą o ich przydatności.

Można tu wymienić: wysoką trwałość, odporność przeciwwybuchową i na ogień, odporność na przepięcia i przetężenia wywołane przez zwarcia, pracę bezobsługową, wysoką niezawodność, a także długi „czas życia” i zakres temperatur <-45 to +50> °C.

Badania nad superkondensatorami składanymi prowadzone są w ramach europejskiego projektu **Cost Action 542 pt. HPSMT – High Performance Energy Storages for Mobile and Stationary Applications** (Wysokosprawne Urządzenia Magazynowania Energii w Zastosowaniach Pojazdowych i Stacjonarnych).

Działanie COST Action 542 zostało ustanowione w ramach programu Unii Europejskiej COST (Współpraca Europejska w zakresie Badań Naukowych i Technicznych) i zatwierdzone przez Komitet Wyższych Urzędników COST podczas 164 zebrania w Brukseli w dn. 29/30 marca 2006r. Koniec projektu jest określony na 12.07.2010r. Wniosek o ustanowienie Działania 542 został przygotowany i złożony przez polsko-niemiecką grupę inicjatywną, w której ze strony polskiej uczestniczył Instytut Elektrotechniki, w tym Oddział Gdański IEL, który był głównym inicjatorem przedsięwzięcia. Udział w projekcie 542 potwierdziło 18 krajów, w tym jako pierwsze: Belgia, Bułgaria, Niemcy, Holandia, Polska, Rumunia, Hiszpania, Francja, a zebranie inicjujące (kick off meeting) odbyło się w Brukseli 13 lipca 2006r.

W ramach Działania 542 jego uczestnicy będą prowadzili wspólne prace badawczo-rozwojowe nad rozwojem superkondensatorów składanych i ich zastosowań w ramach pięciu grup roboczych:

WG 1: "Zaawansowane Materiały".

WG 2: "Technologia Konstrukcji i Produkcji".

WG 3: "Zastosowania Samochodowe".

WG 4: "Zastosowania w Transporcie Elektrycznym".

WG 5: "Zastosowania w Energetyce".

Głównym celem Działania COST Nr 542 jest opracowanie Wysokosprawnych Urządzeń Magazynowania Energii i ich wdrożenie w zastosowaniach pojazdowych i stacjonarnych w urządzeniach transportowych i energetycznych. Rdzeniem/kluczowym elementem tych urządzeń będą wysokonapięciowe moduły superkondensatorowe.

Oddział Instytutu Elektrotechniki w Gdańsku bierze aktywny udział w pracach grup roboczych 3, 4 i 5. W szczególności w grupie 5 IEL OG odgrywa rolę wiodącą w zakresie zastosowania superkondensatorów w urządzeniach energoelektronicznych.

We wrześniu 2006 Oddział Gdański Instytutu Elektrotechniki złożył w Ministerstwie wniosek o finansowanie projektu badawczego specjalnego dotyczącego badań filtrów aktywnych na bazie superkondensatorów, w związku z udziałem Oddziału w Cost Action 542. Wniosek został rozpatrzony pozytywnie i Oddział Gdański zawarł umowę na opracowanie projektu pt. **„Filtr aktywny (kompensator) zapadów i krótkotrwałych zaników napięcia sieci energetycznej z magazynem energii w postaci baterii wysokonapięciowych superkondensatorów składanych”**.

SUPERCAPACITORS – ELECTRIC ENERGY STORING DEVICES

Summary

A quantity of energy produced by renewable sources as wind farms or solar panels is unstable and changes in time in unpredictable manner.

It results in serious problems with efficient use of produced energy as well as problems with control and management of generating plant including several networked renewable sources. To solve these problems it is necessary installing buffering electric energy storages capable to accept short-time bursts of energy and to maintain output voltage at declines of energy generation.

The new energy storing elements are supercapacitors featuring high capacity, ability to accept and generate very big currents (few kA) and long operational life – it creates good perspectives for supercapacitors cooperation with renewable energy sources.

Recently two different designs of supercapacitors were developed -prismatic and stacked supercapacitors. The stacked supercapacitors are featuring lower energy density than prismatic ones, but much bigger power i.e. ability to work with big currents and low losses.

It results in serious problems with efficient use of produced energy as well as problems with control and management of generating plant including several networked renewable sources. To solve these problems it is necessary installing buffering electric energy storages

capable to accept short-time bursts of energy and to maintain output voltage at declines of energy generation.

Several models of the stacked supercapacitors manufactured with voltage from 14V to 700V, including high-voltage models with voltage from 300V to 700V. It enables application of these supercapacitors in power industry.

This fact resulted at initiating at the Gdansk Branch of Electrotechnical Institute a R+D work on supercapacitors, especially the stacked ones. The work is includes development of the supercapacitor technology as well as application of supercapacitors at the electric energy storing and processing systems.

The research on stacked supercapacitors is performed within European project **Cost Action 542: HPSMT – High Performance Energy Storages for Mobile and Stationary Applications**. Cost Action 542 was established within European Union program COST: (European Cooperation in the Field of Scientific and Technical Research) and initiated on March 29/30, 2006.

*Jan Iwaszkiewicz**, *Tomasz Rawiński**,
*Bogdan Sedler***

POWSTANIE INTELIGENTNYCH SIECI ELEKTROENERGETYCZNYCH – NIEZBĘDNY WARUNEK ROZWOJU I WYKORZYSTANIA ZIELONEJ ENERGETYKI: ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Streszczenie

Rozwój gospodarki oraz coraz większe znaczenie energii elektrycznej, a w szczególności plany wprowadzania OZE: Odnawialnych Źródeł Energii oraz powstanie „gospodarki cyfrowej” powodują, że powstaje potrzeba opracowania i wdrożenia nowej inteligentnej sieci elektroenergetycznej.

Wynika to z wad i słabości obecnych sieci elektroenergetycznych.

Sieci inteligentne będą posiadać szereg nowych cech i właściwości eksploatacyjnych. Sieci te będą rozwijane w ciągu wielu lat poprzez wdrażanie szeregu nowych technologii, głównie w zakresie telekomunikacji i sterowania oraz współpracy z odbiorcami energii.

Najbardziej zasadniczą zmianą potrzebną dla powstania rozwiniętej sieci inteligentnej jest zmiana struktury przepływu energii w sieci. W obecnych

* Instytut Elektrotechniki, Oddział w Gdańsku.

** Fundacja Naukowo-Techniczna „Gdańsk”.

sieciach przepływ energii jest zasadniczo jednokierunkowy – od wielkich elektrowni do odbiorców.

Przyszła sieć będzie systemem dwukierunkowym, w którym energia wytwarzana przez wiele małych, rozproszonych źródeł – uzupełniających wielkie elektrownie – będzie przepływać przez sieć, której struktura będzie sieciowe, a nie hierarchiczna.

Przejsie do rozwiniętej sieci inteligentnej przyniesie szereg korzyści dla szerokiej grupy podmiotów uczestniczących w przemyśle energetycznym.

Firmy dystrybucyjne uzyskają niższe straty dystrybucyjne i obniżenie kosztów.

Odbiorcy zyskają większy wpływ na koszty energii oraz bardziej niezawodne zasilanie w energię.

Środowisko odniesie korzyści w wyniku zmniejszenia emisji CO₂, jak również zanieczyszczeń.

Realizacja potencjału inteligentnych sieci będzie wymagała uzyskania nowego poziomu współpracy między przemysłem, grupami interesów i szczególnie instytucjami regulacyjnymi, które posiadają bezpośredni wpływ na przebieg procesu przemiany sieci.

W ostatecznym wyniku, rozwinięta sieć inteligentna przyniesie korzyści wszystkim uczestnikom rynku energetycznego.

Wstęp

Rozwój gospodarki oraz coraz większe znaczenie energii elektrycznej, a w szczególności plany wprowadzania OZE: Odnawialnych Źródeł Energii oraz powstanie „gospodarki cyfrowej” powodują, że powstaje

potrzeba opracowania i wdrożenia nowej sieci energetycznej / systemu dostawy energii.

Sieć ta będzie wykorzystywała tę samą podstawową infrastrukturę, która działa w chwili obecnej, ale także będzie zawierała zaawansowane rozwiązania i systemy monitorowania, sterowania oraz telekomunikacji, których zastosowania są obecnie w stanie początkowym.

Wynikiem będzie powstanie sieci, która będzie szeroko zautomatyzowana i będzie wykorzystywać więcej „inteligencji” w swoim działaniu, monitorowaniu lub nawet dla samonaprawy.

Taka „inteligentna sieć” (ang „smart grid”) będzie bardziej elastyczna, niezawodna i lepiej przystosowana do zaspokojenia potrzeb „cyfrowej gospodarki”.

Wady / słabości obecnych sieci elektroenergetycznych

Od wielu lat nakłady na modernizację sieci elektroenergetycznych w Polsce, ale także w innych krajach jak np. USA były bardzo niskie, skutkiem tego obecne funkcjonowanie sieci powoduje coraz więcej problemów.

Przykładowo, według analiz firmy Morgan Stanley, koszt dla gospodarki USA przerw w dostawach energii wynosi w skali roku między 25 miliardów a 180 miliardów dolarów.

Straty energii w systemie przesyłu i dystrybucji energii w USA podwoiły się od 5% w r. 1970 do 9.5% w r. 2001.

Straty energii w polskim systemie elektroenergetycznym są bardzo wysokie, dwukrotnie wyższe niż średnio w Europie.

W listopadzie roku 2005 Delegatura NIK we Wrocławiu zakończyła kontrolę nr P/04/178 na temat: „Działalność zakładów energetycznych w zakresie ograniczania nieuzasadnionych strat energii wprowadzanej do sieci elektroenergetycznych i wpływ tych strat na wysokość ustalanych taryf”.

W podsumowaniu wyników kontroli NIK stwierdza:

„Kontrolą objęto 17 zakładów energetycznych (lub ich oddziałów) z terenu całego kraju oraz Urząd Regulacji Energetyki w Warszawie.

Straty energii elektrycznej w sieciach elektroenergetycznych w Polsce należały do najwyższych w Europie.

Według „Electricity Information 2004 OECD/IEA” wskaźnik strat w relacji do energii dostarczonej na rynek był w 2002 r. wyższy o ponad 4 punkty procentowe od średniej europejskich krajów OECD. Wartość strat w sieciach zakładów energetycznych w Polsce w 2003 r. osiągnęła wartość 1.577 mln zł.

W badanych zakładach energetycznych straty energii elektrycznej obniżyły się z 8,9% energii wprowadzonej do ich sieci w 2001 r. (utracono 6.183,2 GWh energii) do 8,4% w 2003 r. (5.974,2 GWh).

Ich wartość wzrosła natomiast z 713,6 mln zł w 2001 r. do 745,3 mln zł w 2003 r.

Wysoki poziom strat wynikał głównie z niewykorzystywania możliwości ograniczenia technicznych strat sieciowych energii elektrycznej i kradzieży energii.”

Słabością obecnej sieci jest jej struktura zawierająca wielkie, centralne elektrownie przesyłające

energię do odległych odbiorców poprzez długie linie przesyłowe – rozwiązanie takie stwarza liczne zagrożenia i wiele możliwości przerwania dostaw energii.

Jednocześnie, włączenie większej ilości rozproszonych źródeł energii, w szczególności działających niestabilnie jak źródła wiatrowe i słoneczne, stwarza nowe wyzwania w działaniu sieci.

Ponadto zmienił się sposób użycia elektryczności i wymagania wobec jej parametrów.

W obecnym „społeczeństwie cyfrowym” jakość zasilania jest dużo ważniejsza niż była 15 lat temu. Jakość ta jest ważna dla odbiorców indywidualnych, jak również dla firm jak np. producenci układów scalonych, u których nawet małe zakłócenia w zasilaniu mogą powodować duże szkody w produkcji.

Biorąc to wszystko pod uwagę można stwierdzić, że sieci jakie istnieją obecnie nie posiadają właściwości umożliwiających spełnienie przyszłych wymagań.

Co czyni sieci „inteligentnymi”?

Brak jest obecnie ogólnie przyjętej, w przemyśle energetycznym i poza nim, definicji znaczenia terminu czy koncepcji „inteligentne sieci” (ang. „smart grid”).

Firma ABB, czołowa firma oferująca szereg rozwiązań usprawniających działanie sieci elektroenergetycznych przyjmuje, że istotę inteligentnych sieci, stanowią możliwości i właściwości eksploatacyjne sieci, a nie wykorzystanie konkretnych technologii.

Wdrażanie technologii sieci inteligentnych będzie następowało w ciągu długiego okresu czasu, na bazie istniejących urządzeń i systemów będą wprowadzenie kolejne warstwy możliwości funkcjonalnych.

Nowe technologie są sprawą kluczową, ale stanowią jedynie środek do osiągnięcia celu – sieci inteligentne winny być definiowane przez określenie ich szerszych właściwości funkcjonalnych i użytkowych.

W czerwcu 2009r. Ministerstwo Energetyki USA zorganizowało spotkanie liderów przemysłu, którzy wskazali siedem zadań czy funkcji, które inteligentne sieci winny realizować:

1. Optymalizacja wykorzystania zasobów oraz efektywności eksploatacyjnej.
2. Wykorzystanie wszystkich rozwiązań w zakresie generacji i magazynowania energii.
3. Zapewnić jakość zasilania dla wszelkich potrzeb występujących w gospodarce cyfrowej.
4. Przewidywać zakłócenia w pracy systemu i reagować na nie w trybie samonaprawy.
5. Posiadać odporność na ataki fizyczne i cybernetyczne oraz katastrofy naturalne.
6. Umożliwiać czynne uczestnictwo odbiorców.
7. Umożliwiać wprowadzanie nowych produktów, usług i rynków.

Trzeba jeszcze zaznaczyć, że koncepcja rozwiniętej sieci inteligentnej obejmuje dużo więcej niż wprowadzenie inteligentnych liczników.

W Europie, raport Komisji Europejskiej określa sieć inteligentną, jako sieć która:

- jest elastyczna czyli spełnia wymagania odbiorców i jednocześnie odpowiada na przyszłe zmiany i wyzwania,
- jest dostępna czyli zapewnia podłączenie wszystkich użytkowników sieci, a w szczególności podłączenie odnawialnych źródeł energii oraz lokalnych

generatorów o wysokiej efektywności, powodujących zerową lub niską emisję dwutlenku węgla.

- jest niezawodna czyli zapewnia oraz poprawia bezpieczeństwo i jakość zasilania, zgodnie z wymaganiami ery cyfrowej, oraz posiada znakomitą odporność na zagrożenia i niepewności,
- jest ekonomiczna czyli zapewnia usługi o najlepszej wartości poprzez innowacje, efektywne zarządzanie energią oraz „gładkie miejsce” dla konkurencji oraz działań regulacyjnych.

Według firmy ABB, wykaz właściwości sieci inteligentnej jest podobny do wykazu Ministerstwa Energetyki USA, lecz koncentruje się na ogólnych właściwościach, a nie na specyficznych funkcjach:

Według podejścia ABB sieć inteligentna jest:

- Adaptowalna, z mniejszym uzależnieniem od firm operatorskich, szczególnie w zakresie szybkich odpowiedzi na zmienne warunki.
- Przewidywalna, poprzez wykorzystywanie danych eksploatacyjnych w praktyce konserwacji urządzeń czy nawet identyfikacji możliwych wyłączeń przed ich wystąpieniem.
- Zapewniająca interakcje między odbiorcami oraz rynkami.
- Optymalna poprzez maksymalizację niezawodności, dyspozycyjności, efektywności oraz sprawności ekonomicznej.
- Zabezpieczona przeciw atakom oraz zaburzeniom o charakterze naturalnym.

Czym sieci inteligentne różnią się od sieci obecnych?

Poniższa tabela przedstawia syntetyczne podsumowanie różnic, jakie występują w różnych obszarach sieci.

	Sieć obecna	Sieć inteligentna
Telekomunikacja	Brak lub jednokierunkowa, zwykle nie w czasie rzeczywistym	Dwukierunkowa, w czasie rzeczywistym
Współdziałanie z odbiorcą	Ograniczone	Na szeroką skalę
Liczniki	Elektromechaniczne	Cyfrowe (umożliwiające ustalanie cen i odczyt liczników w czasie rzeczywistym)
Eksploatacja oraz	Ręczna kontrola urządzeń	Zdalny monitoring, wyprzedzająca konserwacja, obsługa w czasie rzeczywistym
Generacja	Scentralizowana	Scentralizowana oraz rozproszona
Sterowanie przepływami energii	Ograniczone	W szerokim zakresie, zautomatyzowane
Niezawodność	Podatność na awarie i kaskadowe wyłączenia, reakcja po awarii	Zautomatyzowane, czynna ochrona zapobiega wyłączeniom przed ich wystąpieniem

Przywrócenie działania po zaburzeniu	Ręczne	Samonaprawa
Topologia systemu	Promieniowa; ogólnie przepływ energii w jedną stronę	Sieć; wiele dróg przepływu energii

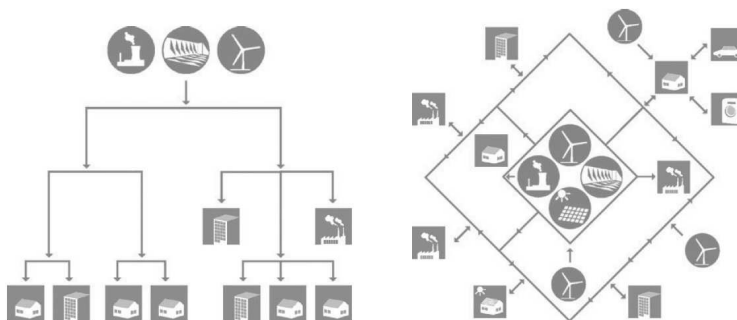
Od hierarchii do sieci

Ostatnio pozycja w tabeli, topologia, wskazuje, co jest najbardziej zasadniczą zmianą, jaka jest potrzebna dla powstania rozwiniętej sieci inteligentnej.

Obecne systemy energetyczne zostały zaprojektowane dla obsługi wielkich elektrowni zasilających odległych odbiorców poprzez system przesyłu i dystrybucji energii, który jest zasadniczo jednokierunkowy.

Natomiast przyszła sieć będzie musiała być systemem dwukierunkowym, w którym energia wytwarzana przez wiele małych, rozproszonych źródeł – uzupełniających wielkie elektrownie – będzie przepływać przez sieć, której struktura będzie sieciowe, a nie hierarchiczna.

Obecny hierarchiczny system energetyczny Rozwinięta sieć inteligentna



Powyższe rysunki pokazują tę zmianę. Rysunek po lewej stronie przedstawia obecny hierarchiczny system energetyczny, który jest podobny do struktury organizacji, w której na szczycie znajduje się wielka elektrownia, odbiorcy na dole.

Rysunek po prawej stronie przedstawia strukturę sieciową, która będzie charakteryzować rozwiniętą sieć inteligentną.

Korzyści: co jest dobrego w sieciach inteligentnych?

Przejsie do rozwiniętej sieci inteligentnej przyniesie szereg korzyści dla szerokiej grupy podmiotów uczestniczących w przemyśle energetycznym.

Operatorzy sieci uzyskają skokowe usprawnienie zdolności monitoringu i sterowania siecią, co umożliwi im zapewnienie wyższego poziomu niezawodności systemu, nawet przy stale rosnącym zapotrzebowaniu na energię.

- Firmy dystrybucyjne uzyskają niższe straty dystrybucyjne, opóźnienie nakładów inwestycyjnych oraz obniżone koszty utrzymania ruchu.
- Odbiorcy zyskają większy wpływ na koszty energii, w tym możliwość własnego wytwarzania energii, a jednocześnie korzyści z bardziej niezawodnego zasilania w energię.
- Środowisko odniesie korzyści w wyniku zmniejszenia szczytowego zapotrzebowania, rozpowszechnienia odnawialnych źródeł energii i związanego z tym zmniejszenia emisji CO₂, jak również zanieczyszczeń jak rtęć .

Amerykański EPRI:Electric Power Research Institute dokonał wyceny tych korzyści w USA w ujęciu finansowym. EPRI ocenia, że inwestycje w rozwój technologii sieci inteligentnych i ich wdrożenie w wysokości 165 miliardów dol. przyniosą przychody w wysokości od 638 do 802 miliardów dolarów. Oznacza to współczynnik przychód/koszt w wysokości od 4:1 do 5:1.

Warto też zdawać sobie sprawę, że w wielu wypadkach między rozwiązaniami tworzącymi sieci inteligentne występuje relacja symbiozy czy synergii.

Przykładowo, uzyskanie wysokiej niezawodności i efektywności są to dwa ważne cele w dowolnym systemie energetycznym.

Natomiast w sieciach inteligentnych rozwiązania wdrażane dla osiągnięcia jednego z tych celów jednocześnie powodują realizację drugiego z nich.

Urządzenia energoelektroniczne określane skrótem FACTS (flexible AC transmission systems), czyli elastyczne systemy transmisji prądu zmiennego,

zwiększają niezawodność, gdyż powodują, że linie przesyłowe stają się bardziej odporne oraz mniej wrażliwe na zaburzenia systemowe.

Jednocześnie urządzenia FACTS znacznie zwiększają przepustowość linii przepustowych, co zwiększa ich efektywność ekonomiczną.

Jest to jeden z przykładów w jaki sposób technologie sieci inteligentnych mogą prowadzić do jednoczesnego osiągnięcia wielu celów.

Podsumowanie

Sieci inteligentne powstaną przez zastosowanie wielu technologii oraz korzyści wynikające z powstania tych sieci w rzeczywistości pojawią się także daleko poza systemem energetycznym.

Przejście od obecnych sieci to sieci jutra będzie tak głęboką zmianą jak wszystkie postępy w systemach energetycznych w ciągu ostatnich stu lat, ale nastąpi w ułamku tego czasu.

Przejście to nie będzie jednak łatwe. Integracja wielu różnych inteligentnych technologii będzie kluczowa dla działania inteligentnych sieci i osiągnięcie tej integracji wymaga wprowadzenia wielu norm umożliwiających współdziałanie rozmaitych urządzeń.

Realizacja potencjału inteligentnych sieci będzie wymagała uzyskania nowego poziomu współpracy między przemysłem, grupami interesów i szczególnie instytucjami regulacyjnymi, które posiadają bezpośredni wpływ na przebieg procesu przemiany sieci.

W ostatecznym wyniku, rozwinięta sieć inteligentna przyniesie korzyści wszystkim uczestnikom rynku energetycznego.

IMPLEMENTING SMART POWER GRID – A NECESSARY REQUIREMENT TO DEVELOP AND UTILIZE GREEN ENERGY: RENEWABLE ENERGY SOURCES

Summary

Development of economy and increasing importance of electric energy, as well as the extensive plans for implementing of REN: Renewable Energy Sources and formation of “digital economy” result in a need to develop and implement new, smart power grid.

It is caused by imperfection and weakness of existing power grid.

The smart grid will feature several new functionalities and operational capabilities.

The smart networks will be developed over long period of time through implementing several new technologies, mainly in the area of communications, control and cooperation with customers.

The most fundamental change necessary to develop a fully realized smart grid is change of a topology of energy flow. At existing grids the energy flow is one-way – from large generation plants to customers.

The grid of the future will necessarily be a two-way system where power generated by a multitude of small, distributed sources – in addition to large plants – flows across a grid based on a network rather than a hierarchical structure.

The transition from the grid we know today to the a fully realized smart grid of tomorrow will result in benefits for several players and participants of power industry and energy market.

Utilities will experience lower distribution losses and reduced costs.

Consumers will gain greater control over their energy costs and more reliable energy supply.

The environment will benefit from reduction in emissions of CO₂, as well as pollutants.

Realizing smart grids' potential will require a new level of cooperation between industry players, advocacy groups, the public and especially the regulatory bodies that have immediate influence over the process of grid change.

In the end, though, a fully realized smart grid will benefit all stakeholders.

Zdzisław Kusto*

PORÓWNANIE ELEKTROWNI WIATROWYCH W SZACOWANEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ ORAZ DOPASOWANIU DO DANYCH WARUNKÓW WIATROWYCH

Streszczenie

W publikacji opisano charakterystyki wytwórcze elektrowni wiatrowych, które są kompilacją rocznych meteorologicznych danych wiatrowych opisanych funkcją Weibulla oraz krzywej mocy (charakterystyki zewnętrznej) elektrowni wiatrowej. Charakterystyki wytwórcze, indywidualne dla każdej elektrowni wiatrowej, pozwalają dokonać łatwego wyboru typu elektrowni dla zadanych meteorologicznych warunków wiatrowych. Zwrócono także uwagę na zmienność danych meteorologicznych i wynikających stąd trudności w przewidywaniu rozwoju energetyki wiatrowej.

1. Wstęp

Oszacowanie ilości wytworzonej i oddanej do użytkowania energii elektrycznej jest pierwszym i fundamentalnym krokiem do oceny technicznej

* Politechnika Gdańska. Katedra Elektroenergetyki oraz Gdańska Wyższa Szkoła Administracji.

i ekonomicznej efektywności elektrowni wiatrowych.
W

związku z tym jest bardzo ważna znajomość zasobów/podaży surowej energii wiatru, charakterystyki technicznej elektrowni wiatrowych i w rezultacie – znajomość ilości rzeczywiście uzyskanej energii elektrycznej najpierw - w przedziale czasowym jednego roku a później – w obliczeniowym horyzoncie czasowym N lat (na przykład: $N = 20$ lat).

Rozkład częstości występowania prędkości wiatru jest w postaci analitycznej najczęściej opisywany funkcją Weibulla

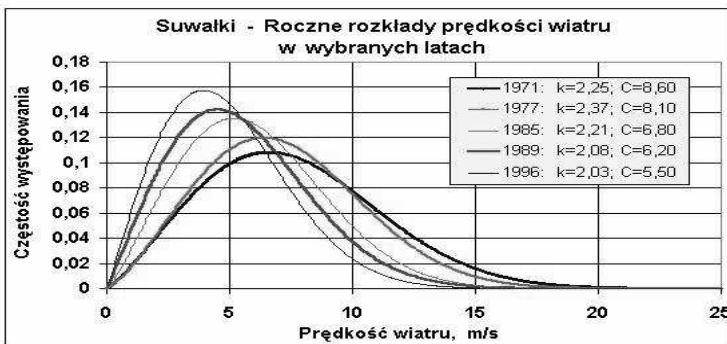
$$F(C, k, w) = \frac{k}{C} \left(\frac{w}{C} \right)^{k-1} \exp \left(- \left(\frac{w}{C} \right)^k \right) \quad (1)$$

oznaczonej dwoma parametrami:

- parametrem kształtu - C ,
- parametrem skali - k ,

gdzie: w - prędkość wiatru, m/s.

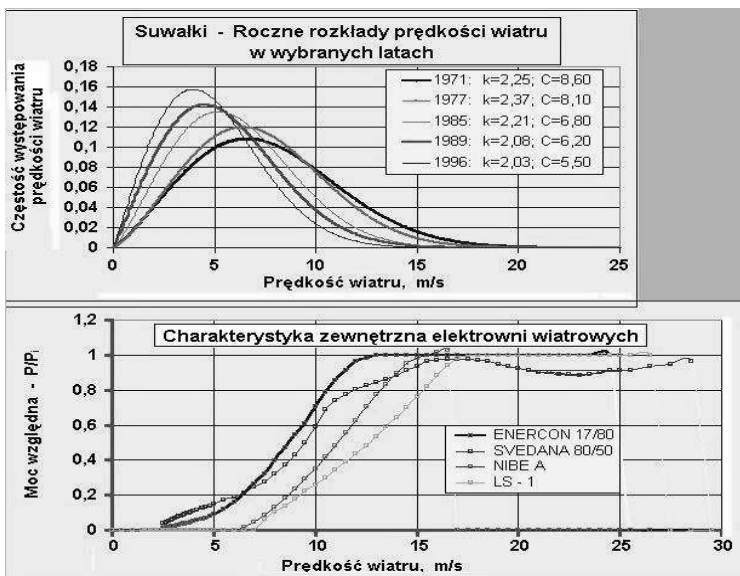
Przykład danych rocznej zmienności prędkości wiatru dla Suwałk – dla kilku wybranych lat, opracowanych przez IMGiW [1] przedstawiono na rys. 1.



Rysunek 1. Suwałki. Częstość rocznych rozkładów prędkości wiatru opisanych funkcją Weibulla dla pięciu wybranych lat.

2. Zgodność danych meteorologicznych z charakterystyką zewnętrzną elektrowni wiatrowych

Charakterystyka zewnętrzna elektrowni wiatrowej opisuje zmienność wytwarzanej mocy elektrycznej w funkcji prędkości wiatru – dla zadanego zbioru pozostałych zmiennych fizycznych (gęstość, wilgotność, temperatura i ciśnienie powietrza oraz konstrukcyjne parametry urządzeń elektrowni: masa, wymiary, materiał i kształt turbiny, rodzaj i rozwiązanie konstrukcyjne sprzęgła, przekładni obrotów, generatora, układu regulacji, itd.). Jest ona indywidualna dla każdej elektrowni wiatrowej i stwarza możliwość dopasowania do występujących w zadanej lokalizacji danych o rozkładzie prędkości wiatru.



Rysunek 2. Porównanie zewnętrznych charakterystyk wybranych elektrowni wiatrowych z danymi wietrzności.

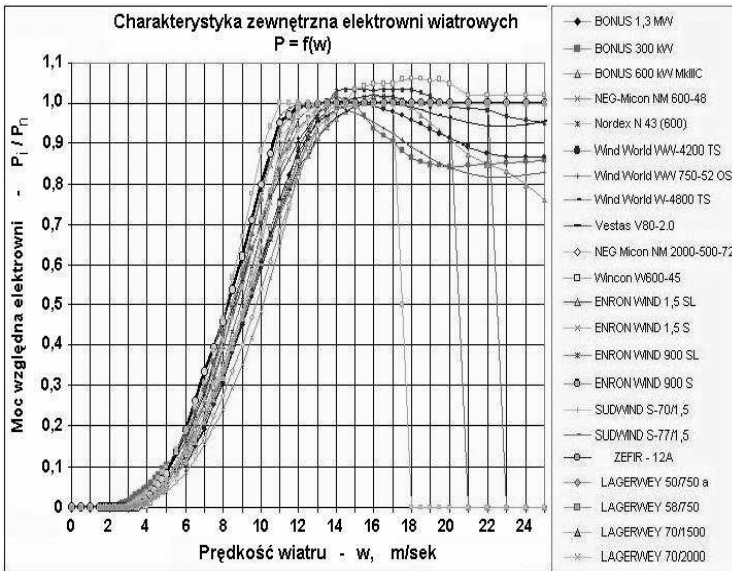
Na rys. 2 przedstawiono zewnętrzne charakterystyki wybranych elektrowni wiatrowych przedstawionych w jednostkach względnych mocy (iloraz mocy elektrycznej wytwarzanej dla zadanej prędkości wiatru i mocy znamionowej elektrowni). Jednocześnie charakterystyki te porównano z rocznym rozkładem częstości prędkości wiatru – według danych dla Suwałk.

Użyteczne zakresy prędkości wiatru są mocno zróżnicowane dla kolejnych elektrowni wiatrowych, co jest widoczne na ich charakterystyce zewnętrznej. W rezultacie jest zróżnicowane dopasowanie tych elektrowni do danych warunków meteorologicznych co

w ostateczności zadecyduje o najlepszym doborze rodzaju i typu elektrowni do rozważanej jej lokalizacji.

Znaczne zróżnicowanie charakterystyk zewnętrznych jest obserwowane dla wszystkich elektrowni wiatrowych, w tym także dla obiektów zaliczanych do najwyższej klasy technologicznej. Zilustrowane to jest zbiorem charakterystyk zewnętrznych przedstawionym na rys. 3 [2].

Jest wiele przyczyn takiego zróżnicowania. Możę to wynikać z rozwiązań konstrukcyjnych poszczególnych elementów elektrowni, mogą być także specjalne próby dopasowania konkretnie projektowanych i wykonywanych elektrowni do zadanych warunków wiatrowych występujących w przewidywanym miejscu ich lokalizacji.



Rysunek 3. Zbiór zewnętrznych charakterystyk wybranych elektrowni wiatrowych zaliczanych do najwyższej klasy technologicznej.

3. Metoda oceny dopasowania elektrowni wiatrowej do danych warunków meteorologicznych

Podstawową wielkością charakteryzującą elektrownię wiatrową jest ilość rocznie wytworzonej energii elektrycznej - E_a ¹⁾. Tę ilość można obliczyć wykorzystując parametry funkcji Weibulla: C , k .

$$E_a = \int_0^{T_a} P(t) dt = T_a \int_{w_0}^{w_{\max}} P(w) \cdot F(C, k, w) dw, \quad [\text{kW} \cdot \text{h/a}] \quad (2)$$

¹⁾ Oprócz ilości wytworzonej energii jest istotne, jaka jest jej jakość. Zagadnienie to nie jest w niniejszym artykule rozpatrywane.

gdzie:

- T_a - okres czasu jednego roku, $T_a = 8\ 760$ h,
- w_0 - startowa prędkość wiatru, przy której uruchamia się elektrownia wiatrowa (na ogół: $w_0 = 4$ m/s),
- w_{max} - prędkość wiatru, przy której następuje zatrzymanie elektrowni wiatrowej i wyłączenie jej z ruchu (na ogół: $w_{max} = 25$ m/s),
- $P(t)$ - moc elektrowni wiatrowej w chwili „t”, kW
- $P(w)$ - moc elektrowni wiatrowej przy prędkości wiatru równej „w [m/s]”, kW

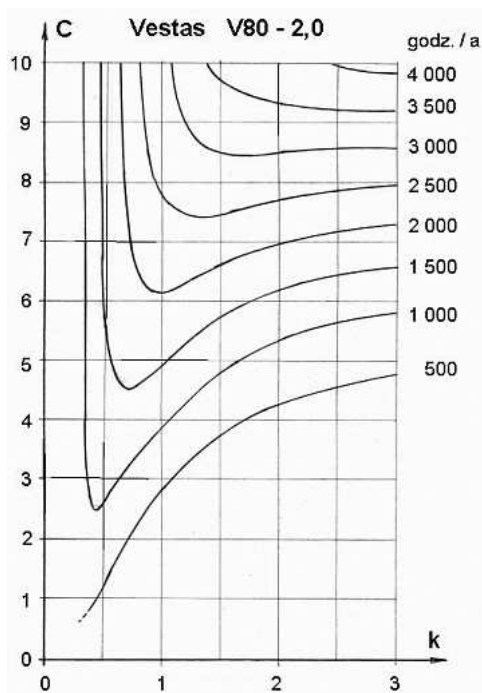
Roczne produkcja energii elektrycznej może stanowić kryterium dopasowania danej elektrowni do zadanej lokalizacji z jej warunkami meteorologicznymi. Równoważnym i jednocześnie uzupełniającym kryterium dopasowania jest czas użytkowania mocy zainstalowanej – T_i . Tu: pojęcie „moc zainstalowana - P_i ” - dla elektrowni wiatrowych może być traktowane jako równoznaczne z pojęciem „moc znamionowa - P_n ”.

$$T_i = \frac{E_a}{P_i} = \frac{\int_0^{T_a} P(t) dt}{P_i} = \frac{T_a \int_{w_0}^{w_{max}} P(w) \cdot F(C, k, w) dw}{P_i} =$$

$$= T(C, k, w), \quad [\text{h/a}]. \quad (3)$$

W zależnościach (2) i (3) zauważamy, że wielkości E_a oraz T_i są zależne od parametrów funkcji Weibulla. Można więc na płaszczyźnie ($C \times k$) wyznaczyć linie stałych wartości E_a lub/i T_i . Rodzina takich wykresów

stanowi charakterystykę wytwórczą elektrowni wiatrowej. Przedstawiono to poniżej na rys. 4, 5 i 6.



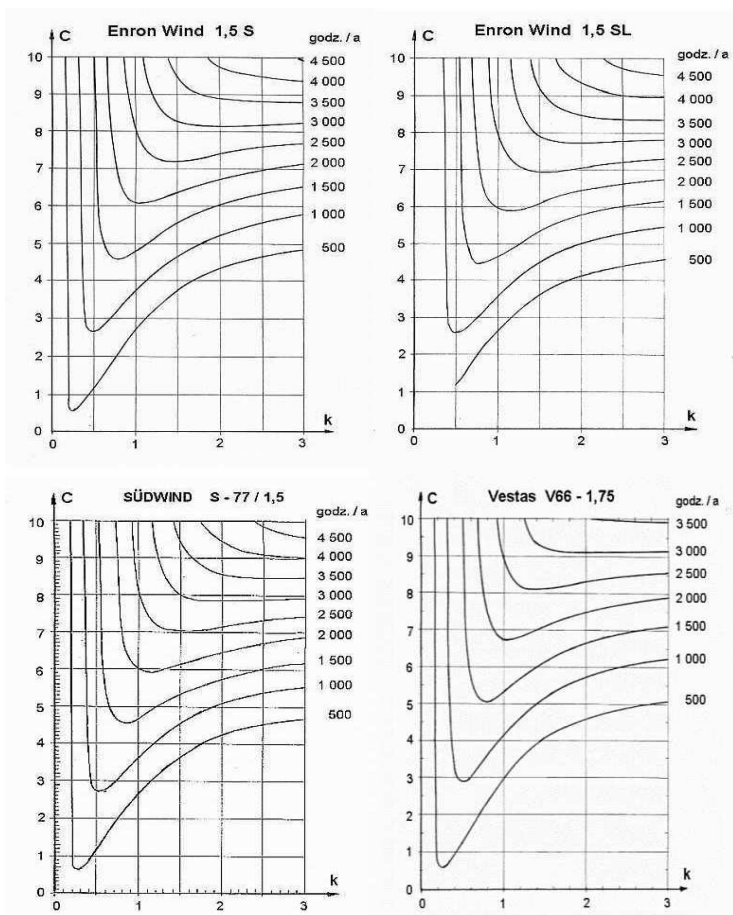
Rysunek 4. Charakterystyka wytwórcza elektrowni wiatrowej Vestas V80 – 2.0. Rodzina wykresów $T_i = \text{const}$ w zakresie:

$$500 \text{ h/a} \leq T_i \leq 4\,000 \text{ h/a}$$

Na rys. 4 jest scharakteryzowana elektrownia Vestas V80 – 2.0. Na rys. 5 zestawiono charakterystyki wytwórcze elektrowni:

- Enron Wind 1.5 S,

- Enron Wind 1.5 SL,
 - Südwind S – 77/1.5 ,
 - Vestas V66 – 1.75,
- a na rys. 6 - charakterystyki wytwórcze elektrowni:
- Acowind A 63,
 - Langerwey 50/750,
 - Vestas V47,
 - Vestas V80 – 2.0.



Rysunek 5. Charakterystyka wytwórcza elektrowni wiatrowych o mocy znamionowej/zainstalowanej 1,5-1,75 MW.

Na przedstawionych wykresach charakterystyk wytwórczych na płaszczyźnie ($C \times k$) można wyróżnić

kilka obszarów zmienności, w każdym z nich jedna cecha pozostaje dominującą. Wyróżniamy obszary, w których:

- zmiana parametru kształtu – C – przy stałej wartości parametru skali – k – nie zmienia ilości rocznie wytworzonej energii elektrycznej lub zmiany są bardzo niewielkie,
- zmiana parametru skali – k – przy stałej wartości parametru kształtu – C – nie zmienia ilości rocznie wytworzonej energii elektrycznej lub zmiany są bardzo niewielkie,
- wzrost parametru k przy stałej wartości parametru C podwyższa ilość wytworzonej rocznie energii elektrycznej,
- wzrost parametru k przy stałej wartości parametru C obniża ilość wytworzonej rocznie energii elektrycznej,
- wzrost obu parametrów funkcji Weibulla – C i k – wyraźnie zwiększa ilość rocznie wytworzonej energii elektrycznej.

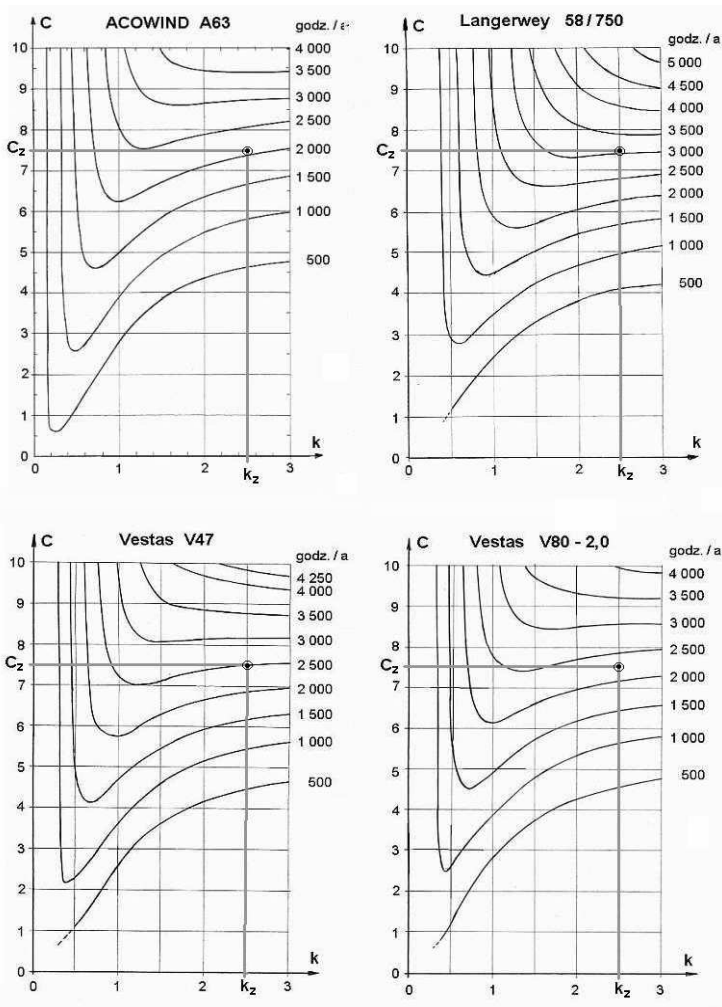
Na rys. 6 zilustrowano sposób porównania elektrowni wiatrowych poprzez porównanie czasu użytkowania mocy zainstalowanej – T_i – dla kilku wybranych typów, przy założeniu, że w miejscu planowanej lokalizacji elektrowni parametry funkcji Weibulla, opisującej częstości występowania prędkości wiatru, mają wartości:

- $k_z = 2,5$,
- $C_z = 7,5$.

W tym przypadku największą odczytaną wartość czasu użytkowania mocy zainstalowanej – T_i – uzyskuje elektrownia Langerwey 58/75. Wartość T_i wskazuje na to, która z badanych elektrowni wiatrowych najlepiej

wykorzystuje podaż surowej energii wiatru. W pełnej analizie należy jednak mieć na uwadze także moc zainstalowaną i w rezultacie bezwzględną ilość wytworzonej energii elektrycznej. Poniżej przedstawiono wyniki obliczeń po odczycie danych według rys. 6: czas użytkowania mocy zainstalowanej i ilość wytworzonej energii w ciągu roku.

Z obliczeń zestawionych w tabeli 1 zauważamy, że pod względem stopnia wykorzystania warunków wietrzności najlepszą jest elektrownia Lagerwey, na trzecim miejscu jest elektrownia Vestas V80-2.0, natomiast pod względem ilości wytworzonej energii elektrycznej najlepsza jest elektrownia Vestas V80-2.0. Jeśli natomiast porównamy ze sobą elektrownię Lagerwey i Acowind, zauważymy stosunkowo niewielką różnicę w ilości wyprodukowanej energii elektrycznej mimo znaczne różnice w wartości mocy zainstalowanej. W wynikach obliczeń przeprowadzonych przez autora, niepublikowanych w niniejszym opracowaniu, zauważono nawet takie przypadki, w których elektrownia wiatrowa o mniejszej mocy zainstalowanej mogłaby wytworzyć więcej energii elektrycznej niż elektrownia o większej mocy. Taki rezultat jest konsekwencją zróżnicowania wartości czasu użytkowania mocy zainstalowanej – czyli lepszego stopnia wykorzystania surowej energii wiatru.



Rysunek 6. Charakterystyka wytwórcza różnych typów elektrowni wiatrowych.

Tabela 1. Dane do wyboru typu elektrowni wiatrowej.

Lp.	Nazwa elektrowni wiatrowej	Moc zainstalowana P_i [kW]	Czas użytkowania mocy zainstalowanej T_i [h/a]	Roczna produkcja energii elektrycznej E_a [MWh/a]
1.	Acowind A63	1 200	2 100	2 520
2.	Lagerwey 58/750	750	3 000	2 250
3.	Vestas V47	660	2 500	1 650
4.	Vestas V80-2.0	2 000	2 250	4 500

Wybór najlepiej dopasowanej elektrowni do zadanych warunków wietrzności nie powinien ograniczać się do danych jednorocznych, w miarę możliwości powinno się uwzględniać dane wieloletnie ze szczególną oceną przewidywanego trendu zmian podaży energii wiatru, jeśli jest to możliwe, wtedy, gdy przeprowadzane studium parametryczne ma wykazać zbór efektów korzystnych i niekorzystnych w zakresie rozwoju energetyki wiatrowej.

Jak pokazano na rys.1, funkcje rozkładu częstości prędkości wiatru są nie tylko zróżnicowane w poszczególnych latach, wykazują w kolejnych latach bardzo wyraźną tendencję zmniejszania się częstości występowania użytecznych prędkości wiatru na rzecz wzrostu częstości występowania małych prędkości wiatru.

Zdaniem meteorologów [3] tendencja ta jest obserwowana w wielu miejscach Polski i także na kuli

ziemskiej, a podejmowane próby jej interpretacji prowadzą do następujących wniosków:

- 1) Następują radykalne zmiany klimatyczne (ocieplenie Ziemi), które w znacznej mierze są rezultatem obecnej działalności człowieka.
- 2) Zmiany prędkości wiatru w kierunku wzrostu częstości występowania wartości skrajnych są przypuszczalnie zjawiskiem globalnym.

Przedstawione wnioski mają bardzo niekorzystny wydźwięk z punktu widzenia rozwoju energetyki wiatrowej bazującej na dotychczas realizowanych rozwiązaniach konstrukcyjnych elektrowni wiatrowych, przy założeniu, że przedstawiona wyżej tendencja zmian prędkości wiatru ma charakter trwały. Meteorologowie przypuszczają na podstawie wieloletnich obserwacji, że ta tendencja zmian ma najprawdopodobniej charakter cykliczny. Problem ten wymaga realizacji poważnych i wielokierunkowych badań, w tym także badań prognostycznych.

Literatura

1. Lorenc H., Współczesne tendencje zmian prędkości i zasobów energii wiatru w Polsce. Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii. Warszawa, 28-30 października 2002.
2. Katalogi i karty informacyjne elektrowni wiatrowych. Lata 2000-2004.
3. Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii. Materiały Konferencyjne 2000-2004.
4. Kusto Z.: Warunki dopasowania odnawialnych źródeł energii do systemu energetycznego z uwzględnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Projekt

badawczy zamawiany Nr PBZ-MEiN-1/2/2006 „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne kraju”. Część 1. Warunki dopasowania elektrowni wiatrowych do zadanych lokalizacji Politechnika Gdańska, Wydział Elektrotechniki i Automatyki. Gdańsk, grudzień 2007.

COMPARISON OF WIND POWER STATIONS AND ESTIMATION OF ELECTRICITY PRODUCTION AND ADAPTATION TO THE WIND CONDITIONS

Summary

A generation characteristics (GC) of wind power stations (WPS) are described on the paper. The GC are a compilation of the WPS power curve and the annual wind data (WMD) described by the Weibull function. Implementation of GC – individual for every WPS – leads to the very simple choice of the best WPS to the wind data. The annual changes of WMD have a very great influence on the annual electricity production and have a great inconvenience for forecasting of the wind power system development.

Zdzisław Kusto*, Tadeusz Noch*

METODA KOSZTÓW NARASTAJĄCYCH W OCENIE EKONOMICZNEJ EFEKTYWNOŚCI PRZEDSIĘWZIĘĆ INWESTYCYJNYCH W ENERGETYCE ROZPROSZONEJ

Streszczenie

Obliczenia ekonomicznej efektywności małej instalacji niekonwencjonalnego źródła energii, które zalicza się do źródeł rozproszonych sprowadza się do porównania kosztów wytwarzania w niej ciepła lub/i energii elektrycznej z kosztem wytwarzania energii w instalacji konwencjonalnej. W artykule opisano metodę kosztów narastających (*MKN*), która przypomina od dawna znaną metodę *LCC*.

1. Wstęp

Małe źródła energii, w tym także źródła niekonwencjonalne, zaliczane są do źródeł rozproszonych zasilających niewielkiego odbiorcę. W wielu przypadkach muszą one współpracować ze

* Katedra Nauk Technicznych Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji.

źródłami konwencjonalnymi tworząc w ten sposób źródło hybrydowe ¹⁾.

Stosowano różne sposoby oceny ekonomicznej efektywności inwestycji, wśród których na szczególną uwagę zasługują metody dyskontowe: stosowana w energetyce od lat metoda kosztów rocznych [1, 2] a także metody *NPV*, *IRR* [3,4].

Wyżej wymienione metody można ocenić jako metody kompletne pod względem teoretycznym. Metoda *NPV* (metoda wartości bieżącej netto), która w zastosowaniu do inwestycji energetycznych, uwzględnia roczne przychody ze sprzedaży ciepła i/lub energii elektrycznej oraz roczne wydatki związane z ich wytwarzaniem. Te bieżące roczne bilanse przepływów pieniężnych z kolejnych lat eksploatacji są dyskontowane do roku zerowego – poprzedzającego rok oddania obiektu do eksploatacji.

W przypadku małych - rozproszonych źródeł energii (ogniwo paliwowe, instalacja fotowoltaiczna, instalacja słonecznego ogrzewania, pompa ciepła, itp.), zasilających małego odbiorcę indywidualnego – najczęściej nie ma sprzedaży energii elektrycznej i/lub ciepła, w takim przypadku przychody można zinterpretować jako zmniejszenie rocznych wydatków na obsługę instalacji konwencjonalnej, głównie na zakup paliwa i energii elektrycznej. To prowadzi do modyfikacji klasycznej metody *NPV*. Jest tu porównywany koszt energii wytwarzany w instalacji

¹⁾ W źródle skojarzonym wytwarzane jest ciepło i energia elektryczna (np.: elektrociepłownia), w układzie hybrydowym wytwarza się w kilku źródłach ten sam rodzaj energii (albo ciepło albo energię elektryczną).

konwencjonalnej, który jest potraktowany jako koszt porównawczy, z kosztem wytwarzania w projektowanym nowym źródle.

W metodzie *NPV* wyżej wspomniane koszty wytwarzania energii, stanowiące jej część składową, są zdyskontowanymi sumami rocznych kosztów bieżących z *K*-letniego okresu, gdzie $K = 1, 2, \dots, N$ (*N* – przewidywany/założony okres eksploatacji nowego źródła). Tak postrzegane strumienie corocznych kosztów z każdego *K*-letniego okresu czasu formułują metodę kosztów narastających (*MKN*), która w swojej postaci jest bardzo wizualna i której algorytm przypomina metodę *LCC*²⁾.

Metoda kosztów narastających – *MKN* – jest nazwą zaproponowaną przez autora niniejszej publikacji. Ilustruje ona dyskontową kumulację kosztów ponoszonych w kolejnych latach realizacji inwestycji oraz eksploatacji projektowanego obiektu.

2. Składowe metody kosztów narastających

Podstawą do opracowania metody *MKN* są klasyczne zasady rachunku ekonomicznego, a jej postać w swojej formule przyjmuje w obliczaniu kosztów punkt widzenia użytkownika obiektu. Graficzną ilustrację składowych metody przedstawiono w uproszczeniu na rys. 1. Można tu uwzględniać, podobnie jak w metodzie *NPV*:

- zmienność corocznych dochodów i kosztów eksploatacyjnych,

²⁾ Metoda *LCC* była sformułowana w USA. Jej nazwa jest skrótem od: Life Cycle Costs. Cieszy się ona sporym zainteresowaniem, również w Polsce.

- zmienność rocznych spłat kredytu bankowego z jego oprocentowaniem i prowizją,
- zmienność stopy oprocentowania kredytu, stopy dyskonta i stopy inflacji,
- zmienność oprocentowania dochodów.

Zdyskontowana do roku zerowego suma wydatków rocznych - **SWD** – stanowi dla K -letniego okresu czasu ($K = 1, 2, \dots, N$) koszty narastające oraz jest podstawą do wyznaczenia tu nieopisywanej, zmodyfikowanej metody kosztów rocznych⁴⁾.

Dyskontowane wartości wydatków i przychodów (przychody – w metodzie *NPV*) ze względu na wygodę obliczeniową są z reguły sumowane do roku zerowego. Nie jest to warunek bezwzględnie konieczny. Sumowanie można realizować do dowolnie wybranego roku bez uchybienia ścisłości i dokładności obliczeń.

Sumy dyskontowe - **SD**, **SWD** – oblicza się z wykorzystaniem czynnika dyskontowego $(1 + d)^{-j}$ - (procent składany, $j=1, 2, \dots, N$), gdzie – „ d ” jest stopą dyskonta, która najczęściej przyjmuje stałą wartość w obliczeniowym okresie eksploatacji – N lat.

Roczny przepływ pieniężny w roku j -tym jest sumą wszystkich wydatków - W_j , które nazwano „**kosztami bieżącymi**” dla nowej instalacji - $W_j = K_{rhj}$.

$$W_j = K_{rhj} = K_{rni j} + K_{rkj} + P_{dochj}, \quad \text{zł/a}, \quad (1)$$

⁴⁾ Metoda kosztów rocznych była opracowana w latach sześćdziesiątych minionego stulecia przez prof. K. Kopeckiego z zamiarem wykorzystania jej w ocenie efektywności ekonomicznych w energetyce. Metoda ta w ogólnym założeniu ma charakter uniwersalny i może być wykorzystana w różnych gałęziach gospodarki. Jest ona stosowana w energetyce do chwili obecnej, ma szczególne znaczenie w wyborze optymalnego wariantu inwestycyjnego.

- nowa instalacja – niekonwencjonalna

$$K_{r ni j} = K_{est ni j} + K_{ezm ni j} + Z_{kr ni j} + P_{kr ni j} + A_{mw ni j} + K_{dod ni j}, \quad \text{zł/a}, \quad (2)$$

- konwencjonalna część instalacji hybrydowej (w przypadku konieczności utworzenia źródła hybrydowego)

$$K_{rk j} = K_{est k j} + K_{ezm k j} + Z_{kr k j} + P_{kr k j} + A_{mw k j} + K_{dod k j}, \quad \text{zł/a}, \quad j = 1, 2, 3, \dots, N, \quad (3)$$

Rok	Bieżące koszty roczne			Bilans roczny zdyskontowany do roku zerowego	Wydatki roczne zdyskontowane do roku zerowego
	Przychody	Wydatki	Bilans roczny		
1	P_1	W_1	$B_1 = P_1 - W_1$	\Rightarrow ED_1	\Rightarrow WD_1
2	P_2	W_2	$B_2 = P_2 - W_2$	\Rightarrow ED_2	\Rightarrow WD_2
.
.
i	P_i	W_i	$B_i = P_i - W_i$	\Rightarrow BD_i	\Rightarrow WD_i
.
.
N	P_N	W_N	$B_N = P_N - W_N$	\Rightarrow BD_N	\Rightarrow WD_N
$WD_i = W_i (1+p)^{-i}$			$BD_i = B_i (1+p)^{-i}$		
Strumień bilansów rocznych zdyskontowanych do roku zerowego:				$\sum_{i=1}^{i=N} BD_i$	
Strumień wydatków rocznych zdyskontowanych do roku zerowego:				$\sum_{i=1}^{i=N} WD_i$	
SD \Rightarrow NPV					
SWD \Rightarrow MKN					

Rysunek 1. Ilustracja składowych metody MKN, gdzie:

$K_{r ni j}$ - bieżące koszty roczne nowej instalacji w roku j -tym,

$K_{rk j}$ - bieżące koszty współpracującej instalacji konwencjonalnej w roku j -tym,

$K_{est x j}$ - stałe koszty eksploatacyjne w roku j -tym zawierające koszty obsługi, remontów,

- napraw bieżących,
- $K_{ezm\ x\ j}$ - zmienne koszty eksploatacyjne w roku j -
tym,
- $Z_{kr\ j}$ - rata zwrotu kredytu bankowego w roku j -
tym ($Z_{kr\ j} = 0$, gdy nie było kredytu
bankowego lub po jego spłaceniu),
- $P_{kr\ x\ j}$ - podatek od niespłaconej części kredytu w
roku j -*tym* wraz z obsługą operacji
bankowych (prowizja) ($P_{kr\ x\ j} = 0$, gdy nie
było kredytu bankowego lub po jego
spłaceniu),
- $P_{doch\ j}$ - podatek od dochodu pochodzącego ze
sprzedaży energii wytworzonej w układzie
hybrydowym /skojarzonym w roku j -*tym*,
- $A_{mw\ x\ j}$ - roczna rata zwrotu własnego wkładu
inwestycyjnego w roku j -*tym*,
- $K_{dod\ j}$ - ewentualne dodatkowe koszty poniesione
w roku j -*tym* podczas eksploatacji obiektu,
- Indeksy:* ni - dla nowej instalacji,
 k - dla instalacji
 konwencjonalnej
 współpracującej z nową w
 układzie hybrydowym.

Suma wydatków pieniężnych w roku zerowym jest to poniesiony nakład inwestycyjny, który może składać się z wkładu własnego przyszłego użytkownika projektowanej instalacji oraz z kredytu bankowego. Może się zdarzyć, że użytkownik uzyska dotację do inwestycji, dzięki temu „odczuje” (pozorne) zmniejszenie nakładu inwestycyjnego.

$$B_0 = (K_{inwc} - D_{ot}) = [(K_{inww} + K_{inwb}) - D_{ot}], \text{ zł}, \quad (4)$$

gdzie:

- K_{inwc} - całkowite nakłady inwestycyjne na instalację zbilansowane do roku zerowego,
- K_{inww} - własny wkład użytkownika w nakładach inwestycyjnych na instalację - zbilansowany do roku zerowego,
- K_{inwb} - kredyt bankowy na pokrycie nakładu inwestycyjnego na instalację - zbilansowany do roku zerowego,
- D_{ot} - dotacja inwestycyjna.

Wkład własny całkowity - K_{inww} oraz kredyt - K_{inwb} mogą być rozdzielone na nową instalację oraz na współpracującą z nią w hybrydzie z instalacją konwencjonalną.

$$K_{inww} = K_{inwwni} + K_{inwwk}, \text{ zł}, \quad (5)$$

$$K_{inwb} = K_{inwbni} + K_{inwbk}, \text{ zł}. \quad (6)$$

Dotacja inwestycyjna

Dotacja może przyjąć różne formy, ale można ją ostatecznie przedstawić w postaci jednorazowej kwoty wniesionej w roku zerowym. Problem dotacji i uzasadnienie jej wysokości był niejednokrotnie dyskutowany przez autora przy ocenie kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach wiatrowych (np.: [5 - 7]).

Jednym z przedstawionych argumentów uzasadniających dotację na odnawialne i niekonwencjonalne źródła energii są tak zwane koszty zewnętrzne - towarzyszące konwencjonalnemu

wytwarzaniu energii, które obliczono po wieloletnich badaniach przeprowadzonych w ostatnich dziesięcioleciach minionego wieku przez międzynarodowy zespół ekspertów Extern-E ⁵⁾ [np.: 8-10]. Uniknięcie chociażby części tych dodatkowych kosztów mogłoby być podstawą do udzielenia dotacji.

Szczególną formą dotacji inwestycyjnej może być wykorzystanie efektów współpracy międzynarodowej lub między-regionalnej, w przypadku, gdy w tych krajach/regionach występują zróżnicowane nakłady inwestycyjne na dany obiekt (instalacja ogrzewania słonecznego, pompa ciepła, elektrownia wiatrowa, itp.) oraz zróżnicowane koszty wytwarzania energii lub innych produktów. Problem ten jest już od dawna w ekonomii dobrze znany, był także analizowany przez autora niniejszej publikacji w odniesieniu do elektrowni wiatrowych z wykazaniem możliwej do uzyskania bardzo dużej skuteczności takiej współpracy z wyraźną korzyścią dla obu stron [11]. Zamyśl adresowany do energetyki wiatrowej może być także z powodzeniem zastosowany dla innych źródeł rozproszonych.

Nakłady inwestycyjne

Nakłady inwestycyjne na nową instalację są z wielu przypadkach realizowane w okresie nie dłuższym niż jeden rok - w ciągu roku zerowego.

⁵⁾ Badania Extern-E w latach osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku koncentrowały się na obliczeniu zewnętrznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W początkowych latach obecnego stulecia zaplanowano podjąć prace badawcze nad kosztami zewnętrznymi wytwarzania ciepła.

W przypadku, gdy nakłady inwestycyjne są realizowane przez kilka lat, jak ma to miejsce w przypadku instalacji o dużej mocy zainstalowanej (co najmniej kilku megawatów), wówczas poszczególne ich składowe w zależności (4) będą sumami dyskontowanymi do roku zerowego. Gdy jest stała wartość stopy dyskontowej, całkowite nakłady można obliczyć według (7). W przypadku stopy dyskontowej zmiennej w czasie (przypadek uogólniony) całkowite nakłady inwestycyjne - K_{inwcd} - oblicza się według wzoru (8).

$$K_{inwcd} = \sum_{j=N1}^0 K_{inwc j} \cdot (1+d)^j + \sum_{j=1}^{N2} K_{inwc j} \cdot (1+d)^{-j}, \quad \text{zł,} \quad (7)$$

$$K_{inwcd} = \sum_{j=N1}^0 K_{inwc j} \cdot \prod_{k=1}^j (1+d_k) + \sum_{j=1}^{N2} \frac{K_{inwc j}}{\prod_{k=1}^j (1+d_k)}, \quad \text{zł,} \quad (8)$$

gdzie:

- $K_{inwc j}$ - całkowite nakłady inwestycyjne na instalację poniesione w roku j -tym, $j = 1, 2, \dots, N$, zł/a,
- d_k - wartość stopy dyskonta w roku k -tym, $k = 1, 2, \dots, N$,
- $N1$ - liczba lat realizacji nakładów inwestycyjnych – poprzedzająca rok oddania obiektu do eksploatacji,
- $N2$ - liczba lat realizacji nakładów inwestycyjnych – po oddaniu obiektu do eksploatacji.

W podobny sposób można obliczyć sumy dyskontowe składowych nakładów całkowitych. Składowymi całkowitych nakładów są: wkład własny przyszłego użytkownika obiektu oraz kredyty bankowe. Poniższe wzory są zapisane w postaci uogólnionej, w której uwzględniono realizację nakładów inwestycyjnych w latach poprzedzających rok zerowy i w roku zerowym (przed oddaniem obiektu do eksploatacji) oraz w okresie eksploatacji obiektu (tak zwana inwestycja etapowa).

Wkład własny:

$$K_{inwwd} = \sum_{j=N1}^0 K_{inwwj} \cdot \prod_{k=1}^j (1 + d_k) + \sum_{j=1}^{N2} \frac{K_{inwwj}}{\prod_{k=1}^j (1 + d_k)}, \text{ zł}, \quad (9)$$

gdzie:

K_{inwwj} - własne wkłady inwestycyjne na instalację poniesione w roku j -tym, $j = 1, 2, \dots, N$, zł/a.

Kredyty bankowe:

$$K_{inwbd} = \sum_{j=N1}^0 K_{inwbj} \cdot \prod_{k=1}^j (1 + d_k) + \sum_{j=1}^{N2} \frac{K_{inwbj}}{\prod_{k=1}^j (1 + d_k)}, \text{ zł}, \quad (10)$$

gdzie:

K_{inwbj} - inwestycyjny kredyt bankowy na instalację pobrany w roku j -tym, $j = 1, 2, \dots, N$, zł/a.

Zwrot własnego wkładu inwestycyjnego

Zwrot własnego wkładu inwestycyjnego powinien także być wliczony w koszty wytwarzania energii elektrycznej i/lub ciepła. Użytkownik instalacji ogrzewania nie wydaje tej części pieniędzy, ale musi je odkładać na zrefundowanie własnych wydatków inwestycyjnych. Zwrot własnego wkładu jest realizowany podczas eksploatacji obiektu. W stosowanej w drugiej połowie minionego wieku metodzie kosztów rocznych zakładało się, że trwa ona przez cały obliczeniowy okres eksploatacji obiektu – przez N lat ($N_{am} = N$). Obecnie okres amortyzacji przyjmuje się na ogół krótszy od okresu obliczeniowego: $N_{am} < N$.

Zwrot własnego wkładu inwestycyjnego musi być pełny, co oznacza, że suma wszystkich rocznych spłat przez N_{am} lat – zdyskontowana do roku zerowego⁶⁾ musi być równa wartości strumienia własnego wkładu inwestycyjnego również zdyskontowanego do roku zerowego.

$$A_{mort} = \sum_{j=1}^{N_{am}} \frac{A_{mwj}}{\prod_{k=1}^j (1 + d_k)}, \quad \text{zł.} \quad (11)$$

We wzorze (11) zwrot własnego wkładu inwestycyjnego – A_{mwj} – może być inny każdego roku. W przypadku, gdy jest to wartość stała,

⁶⁾ Jak wspomniano wcześniej w niniejszym rozdziale dyskontowanie wszelkich przepływów pieniężnych może być dokonane do dowolnego roku, ale dyskontowanie do roku zerowego jest najwygodniejsze.

$A_{mwj} = A_{mw} = \text{const}$,
wówczas zależność (11) przyjmie postać (12)

$$A_{mort} = \frac{A_{mw}}{r_{am}} = K_{inwwd}, \quad \text{zł/a} \quad (12)$$

gdzie:

r_{am} - rata zwrotu kapitałowego liczona dla okresu N_{am} lat

$$r_{am} = \frac{d_{am} \cdot (1 + d_{am})^{N_{am}}}{(1 + d_{am})^{N_{am}} - 1}$$

W przypadku, gdy $d_{am} = 0$ (!), wówczas jest

$$r_{am} = \frac{1}{N_{am}}$$

d_{am} - średnia wartość stopy dyskontowej za okres N_{am} lat, która w ogólnym przypadku może być obliczona jako średnia geometryczna

$$d_{am} = D_{am} - 1 = \sqrt[N_{am}]{\prod_{t=1}^{N_{am}} (1 + d_t)} - 1$$

Podatek od dochodu ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej

W dużych instalacjach (np. ogrzewanie osiedla mieszkaniowego), energia jest sprzedawana. Wytwórca ciepła musi odprowadzać podatek od dochodu ze sprzedaży ciepła w kolejnych latach N -letniego okresu

$$P_{dochj} \neq 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, N.$$

Dla instalacji, grzewczych o małej mocy, zasilających indywidualnych odbiorców, ciepło

wytworzone nie jest sprzedawane, tylko jest zużywane bezpośrednio przez odbiorcę. W tym przypadku podatek jest równy zero.

$$P_{dochj} = 0, \quad j = 1, 2, 3, \dots, N.$$

Koszty eksploatacyjne

Koszty eksploatacyjne są dwojakiego rodzaju. **Koszty eksploatacyjne zmienne** są kosztami zużytej energii i materiałów ruchomych w kolejnych latach N -letniego okresu. Dla nowej instalacji można je obliczyć według wzoru (13), dla konwencjonalnej – według zależności (14) uwzględniając to, że koszty te mogą być różne w kolejnych latach ze względu na zmieniające się ceny energii elektrycznej i paliw

- dla źródeł hybrydowych z pompami ciepła

$$K_{ezmni j} = c_{el j} \cdot \left(k_{mrpc j} \cdot \frac{\dot{Q}_{pc} \cdot T_{ipc}}{\varphi \cdot \eta_{sil}} + E_{etruch} \right), \quad \text{zł/a} \quad (13)$$

$$K_{ezmk j} = c_{pal j} \cdot k_{mrk j} \cdot B_{ka} = c_{pal j} \cdot k_{mrk j} \cdot \frac{\dot{Q}_{ik} \cdot T_{ik}}{W_d \cdot \eta_k}, \quad \text{zł/a} \quad (14)$$

- dla innych rodzajów źródeł hybrydowych

$$K_{ezmni j} = c_{el j} \cdot k_{mrni j} \cdot E_{ela}, \quad \text{zł/a} \quad (15)$$

$$K_{ezmk j} = c_{pal j} \cdot k_{mrk j} \cdot B_{ka} = c_{pal j} \cdot k_{mrk j} \cdot \frac{\dot{Q}_{ik} \cdot T_{ik}}{W_d \cdot \eta_k}, \quad \text{zł/a} \quad (16)$$

gdzie:

- $c_{el j}$ - przewidywana cena energii elektrycznej w j -tym roku, zł/kWh,
- $c_{pal j}$ - przewidywana cena paliwa w j -tym roku, zł/kg ⁷⁾,
- E_{elruch} - roczny pobór energii elektrycznej na cele ruchowe, kWh/a,
- $k_{mk ni j}$ - współczynnik kosztów materiałów ruchowych dla nowej instalacji w j -tym roku,
- $k_{mrk j}$ - współczynnik kosztów materiałów ruchowych dla instalacji konwencjonalnej w j -tym roku,
- $k_{mr pc j}$ - współczynnik kosztów materiałów ruchowych dla instalacji pompy ciepła w j -tym roku,
- \dot{Q}_{ik} - moc zainstalowana kotła, kW,
- \dot{Q}_{ni} - moc zainstalowana nowej instalacji, kW,
- \dot{Q}_{pc} - moc zainstalowana pompy ciepła, kW,
- T_{ini} - czas użytkowania mocy zainstalowanej nowej instalacji, h/a,
- T_{ik} - czas użytkowania mocy zainstalowanej kotła, h/a,

⁷⁾ Cena paliwa może być odniesiona jednostki masy paliwa (węgiel kamienny, węgiel brunatny, ropa naftowa oraz jej pochodne - 1 kg), do jednostki objętości paliwa gazowego (1 m³). Cena może także być podawana w odniesieniu do jednostki kalorycznej paliwa. Dla oleju opałowego: 1 kg = 42 MJ = 0,042 GJ, dla gazu ziemnego: 1 m³ = 35 MJ = 0,035 GJ.

- T_{ipc} - czas użytkowania mocy zainstalowanej pompy ciepła, h/a,
 W_d - wartość opałowa paliwa, kJ/kg lub kJ/m³₈₎,
 φ - współczynnik wydajności pompy ciepła,
 η_k - sprawność kotła, wartość średnia roczna,
 η_{sil} - sprawność silnika napędzającego pompę ciepła.

Koszty eksploatacyjne stałe można obliczyć, jako wartości stałe w kolejnych latach, wykorzystując ratę stałych kosztów eksploatacyjnych [1]. Trzeba jednak wyraźnie podkreślić, że koszty te mogą zmieniać się w kolejnych latach. Przewidywanie tych zmian należy do zagadnień prognozowania.

$$K_{estnij} = K_{estni} = r_{ce} \cdot \sum_{j=-N1}^{N2} K_{inwni j}, \text{ zł/a}, \quad (17)$$

$$K_{estkj} = K_{estk} = r_{ce} \cdot \sum_{j=-N1}^{N2} K_{inwk j}, \text{ zł/a}. \quad (18)$$

⁸⁾ Wartość opałowa dla paliwa stałego (węgiel kamienny, brunatny, koks, itp.) jest podawana w kilodżulach lub w megadżulach na kilogram paliwa, dla paliwa gazowego (gaz ziemny, gaz wytłewny, gaz miejski, itp.) jest podawana w kilodżulach lub w megadżulach na metr sześcienny paliwa.

Splata kredytu bankowego i koszty jego obsługi

Kredyt bankowy – K_{inwb} – jest spłacany przez okres N_b lat. Raty rocznej spłaty tego kredytu – $Z_{kr j}$ – są stałe i równe

$$Z_{kr j} = \frac{K_{inwb}}{N_b} = \text{const}, \text{ zł/a},$$
$$j = 1, 2, \dots, N_b. \quad (19)$$

Kredyt jest oprocentowany stopą procentową – p_{kr} , która wyznacza kwotę od oprocentowania w roku j -tym – $O_{pr j}$, obliczaną od niespłaconej części kredytu, dla $j = 1, 2, \dots, N_b$:

$$O_{pr j} = (K_{inwb} - (j-1) \cdot Z_{kr}) \cdot p_{kr}, \text{ zł/a}. \quad (20)$$

Prowizja bankowa liczona jest od kwoty przekazywanej bankowi przy zadanej wysokości stopy prowizji – p_{prb}

$$K_{pro w j} = (O_{pr j} + Z_{kr}) \cdot p_{prb}, \text{ zł/a}. \quad (21)$$

Koszty dodatkowe

Pod hasłem „Koszty dodatkowe” zamieszczono wszystkie dotychczas niewymienione wydatki pieniężne na eksploatację instalacji, np.: koszty ekologiczne wynikające bezpośrednio z eksploatacji obiektu, nieprzewidziane koszty losowe – niewymienione w grupie stałych kosztów eksploatacyjnych.

Jeśli skutek eksploatacji instalacji ogrzewania z pompą ciepła jej użytkownik uzyska oszczędności finansowe, wówczas, zgodnie z obowiązującymi przepisami, jest zobowiązany odprowadzać podatek od oszczędności, który także może być składnikiem kosztów dodatkowych.

3. Metoda kosztów narastających - *MKN*

Metoda kosztów narastających, jak wspomniano wyżej, jest częścią składową metody *NPV*. W metodzie *MKN* obliczamy zdyskontowany do roku zerowego (!) strumień bieżących kosztów rocznych - S_{KLh} , dla hybrydowej instalacji dla okresu L lat, przy czym wartości L liczymy narastająco - kolejno – do osiągnięcia wartości N . Koszty narastające całej instalacji są sumą indywidualnych kosztów narastających instalacji nowego obiektu i kosztów narastających instalacji konwencjonalnej

$$S_{KLh} = \sum_{j=1}^L \frac{K_{rpc\ j}}{\prod_{t=1}^j (1 + p_{pct})} + \sum_{j=1}^L \frac{K_{rk\ j}}{\prod_{t=1}^j (1 + p_{kt})}, \text{ zł}$$

$L = 1, 2, 3, \dots, N.$ (22)

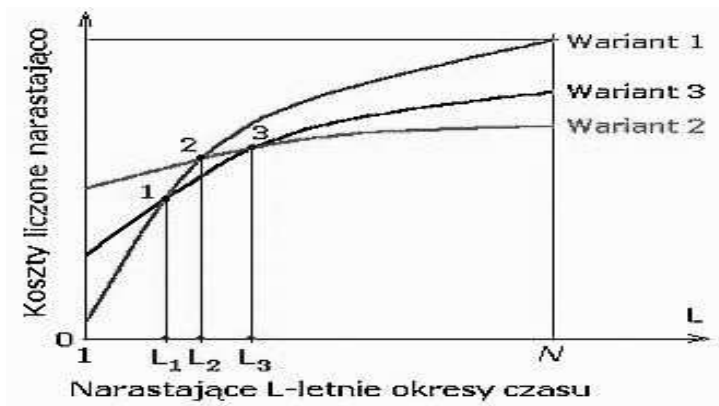
Metoda kosztów narastających jest szczególnie przydatna w porównywaniu wariantów inwestycyjnych. Ma ona następujące duże zalety:

- jest to metoda dyskontowa, jest teoretycznie kompletna,
- ma przejrzystą wizualną prezentację wszystkich kosztów – nakładów inwestycyjnych i kosztów bieżących.

Wadą tej metody jest jej złożoność obliczeniowa, wymagająca dobrego przygotowania oraz trudne do weryfikacji prognozowanie danych liczbowych (np.: wartości stopy dyskonta, zmiany ceny paliw, energii elektrycznej, itd.) podobnie, jak w metodach: kosztów rocznych, *NPV*, czy innych metod dyskontowych. Ilustracja graficzna metody *MKN* jest poglądowo

przedstawiona na rys. 2, na którym pokazano do porównania 3 warianty inwestycyjne.

W wariacie 1 są niewielkie koszty początkowe – w pierwszym roku eksploatacji, które mogą wywodzić się ze stosunkowo niskich nakładów inwestycyjnych, ale są wysokie koszty bieżące. W okresie czasu L_1 zsumowane koszty (strumień dyskontowe) są najniższe, ale po okresie L_2 już są one najwyższe. Wariant 2 ma bardzo wysokie koszty początkowe (wysokie nakłady inwestycyjne), ale jednocześnie ma najniższe roczne koszty bieżące i już po okresie czasu L_2 jest bardziej korzystny od wariantu 1, a po okresie czasu L_3 jest już wariantem najtańszym. Można zauważyć, że jeśli dla przedsięwzięcia inwestycyjnego przewidywany horyzont czasowy jest krótszy, niż L_1 , wówczas bezwzględnie najkorzystniejszy jest wariant 1, jeśli jednak ten okres jest dłuższy niż L_3 , wówczas należy realizować wariant 1.



Rysunek 2. Graficzna ilustracja metody (rocznych) kosztów narastających (MKN).

Porównanie efektywności ekonomicznej kilku wariantów inwestycyjnych narzuca warunek spełnienia podstawowego wymogu, jakim jest równość efektów końcowych dla wszystkich wariantów.

W przypadku wariantów instalacji ogrzewania równość efektów końcowych sprowadza się do: jednakowej ilości rocznie dostarczonej energii, jednakowej szczytowej mocy cieplnej/elektrycznej oraz jej zmian w czasie (równość rocznych wykresów uporządkowanych). Niespełnienie postawionych wyżej wymienionych wymagań utrudnia taki sposób porównywania wariantów. W przypadku różnych efektów końcowych trzeba dodatkowo zastosować ich obliczeniowe zrównanie.

Konieczność sprowadzania wszystkich wariantów inwestycyjnych do jednakowych efektów końcowych dotyczy wszystkich znanych metod obliczeniowych.

Gdy na ocenę efektywności inwestycji patrzymy z punktu widzenia użytkownika, wówczas w kosztach początkowych uwzględniamy tylko te wydatki, które bezpośrednio ponosi sam użytkownik, nie jest tu wliczany kredyt bankowy. W czasie eksploatacji układu ogrzewania użytkownik spłaca całe zadłużenie i to jest wliczane w bieżące koszty wytwarzania ciepła i/lub energii elektrycznej, które zawierają także odliczany w kolejnych latach zwrot własnego wkładu inwestycyjnego. W omawianych obliczeniach są zawarte wszystkie składniki kosztów, więc te obliczenia są merytoryczne kompletne.

W metodzie kosztów narastających można wyróżnić przypadek szczególny, gdy nakłady inwestycyjne przypisane do roku zerowego przeniesione

są do pierwszego roku eksploatacji, co teoretycznie oznacza ich zwrot w ciągu pierwszego roku wszystkich rat kredytu bankowego (jeśli był udzielony) oraz zwrot własnego wkładu inwestycyjnego.

4. Literatura

4.1. Literatura cytowana

- [1] Kopecki K.: Materiały i Studia. Tom V. Zasady ekonomicznego rachunku. Część I. Ogólne założenia i metodyka rachunku gospodarczego w pracach planowoprojektowych w elektroenergetyce. Polska Akademia Nauk. Komitet Elektryfikacji Polski, Warszawa 1960
- [2] Bojarski W., W.: Podstawy metodyczne oceny efektywności w systemach energetycznych. Polska Akademia Nauk, Komitet Problemów Energetyki. Wrocław – Warszawa – Kraków - Gdańsk. Zakład Narodowy Imienia Ossolińskich, Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk, 1979
- [3] Ratajczak E.: Elektroenergetyka polska w okresie prze-mian. Politechnika Gdańska, Wydział Elektryczny. Gdańsk, 21 - 22 stycznia 1993
- [4] Górzyński J.: Audyting Energetyczny. Narodowa Agencja Poszanowania Energii S.A. Warszawa 2002
- [5] Soliński J., Solińska M.: Ekologiczne podstawy systemu wspierania rozwoju energii odnawialnej w Polsce. Międzynarodowe Seminarium „Energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu”, Sopot, 15 – 17 grudnia 2000.

- [6] Kusto Z.: Ekonomiczne społeczne i ekologiczne warunki urynkwienia elektrowni wiatrowej. Sympozjum Naukowe „Planowanie i Eksploatacja Systemów Zaopatrzenia w Energię”. Gdańsk, 29 – 30 marca 2001
- [7] Kusto Z.: Warunki rynkowego użytkowania elektrowni wiatrowych w nadmorskich miejscowościach Wybrzeża Gdańskiego. Sympozjum Naukowo-Techniczne „Techniczne, ekologiczne i ekonomiczne aspekty energetyki odnawialnej”. Wydział Inżynierii Produkcji SGGW. Warszawa, 19 – 20 października 2001
- [8] New research reveals the real costs of electricity in Europe. European Research Area. Brussels, 20 July 2001. <http://europa.eu.int/comm/research/press/2001/pr/200/en.html> 01-07-31
- [9] Malko J.: Internalizacja kosztów zewnętrznych czyli ile naprawdę kosztuje energia. Wokół Energetyki, październik 2004
- [10] Radovic U.: Promocja wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w Polsce: czy dodatkowy koszt systemowy jest uzasadniony? POLITYKA ENERGETYCZNA, Tom 8 Zeszyt specjalny, 2005. PL ISSN 1429-6675
- [11] Kusto Z.: Wpływ efektów współpracy międzynarodowej na nakłady inwestycyjne na elektrownię wiatrową. VIII Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii. Międzybrodzie Żywieckie 15 – 17 maja 2002 i Warszawa, 28 – 30 października 2002

4.2. Literatura uzupełniająca

- [1] Berent-Kowalska G., Kasprowska J., i inni: Energia ze źródeł odnawialnych w 2006 roku. Główny Urząd Statystyczny Departament Przemysłu, Ministerstwo Gospodarki, Departament Energetyki, Warszawa 2007
- [2] Joosen S., Wahlström Å., Sijanec Zavrl M., i inni: Studium wykonalności dla alternatywnych systemów energetycznych. Czysta Energia – styczeń 2009
- [3] Kamiński S.: Zadania sektora paliwowo-energetycznego w zakresie środowiska w świetle integracji z Unią Europejską. Konferencja „Polityka energetyczna Polski w najbliższych latach”. Warszawa, 6 -7 marca 2002 r.
- [4] Kulesa M.: Planowanie energetyczne w gminie. Generacja rozproszona (kogeneracja gazowa, źródła odnawialne) oraz przedsiębiorstwa multienergetyczne w strategii gmin. Wybrane przykłady. Energetyka, styczeń 2003
- [5] Obwieszczenie Ministra Środowiska z dnia 20 września 2007 r. w sprawie wysokości stawek opłat za korzystanie ze środowiska na rok 2008. Monitor Polski Nr 68, Poz. 754
- [6] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w odnawialnych źródłach energii. Dziennik Ustaw Nr 267, Poz. 2655 i 2656

- [7] Rozporządzenie Ministra Gospodarki i Pracy z dnia 9 grudnia 2004 r. w sprawie szczegółowego zakresu obowiązku zakupu energii elektrycznej wytwarzanej w skojarzeniu z wytwarzaniem ciepła. Dziennik Ustaw Nr 267, Poz. 2657
- [8] Strategia Rozwoju Energetyki Odnawialnej. Ministerstwo Środowiska. Warszawa, wrzesień 2000 rok
- [9] Szramka R.: Rozwój i regulacja rynku energii odnawialnej w Polsce. Biuletyn URE 5/2003
- [10] Strategia rozwoju w Polsce wysokosprawnej kogeneracji – główne kierunki. Opracowanie pod kierunkiem prof. Janusza Lewandowskiego. Umowa nr 501H/4433/0445/000. Uczelniane Centrum Badawcze Energetyki i Ochrony Środowiska Politechniki Warszawskiej, Instytut Techniki Ciepłej Politechniki Śląskiej. Warszawa, czerwiec 2007
- [11] Świdorski M.: Analiza LCC (Life Cycle Cost Analysis) narzędziem wspomagającym ocenę projektów inwestycyjnych związanych z techniką pompową. IX FORUM UŻYTKOWNIKÓW POMP. Szczyrk, 1 – 3 października 2003
- [12] Palka-Wyżykowska K.: Metoda LCC i jej przydatność do ekonomicznej oceny efektywności systemów energetycznych na przykładzie systemów grzewczych w budownictwie mieszkaniowym. Opracowanie SiUChKl, Wydział Mechaniczny Politechniki Gdańskiej. Gdańsk 2008

THE INCREMENTAL COST METHOD IN THE ASSESSMENT OF THE ECONOMIC EFFICIENCY OF INVESTMENT IN THE DISSIPATED ENERGY POWER ENGINEERING

Summary

The calculation of the economic efficiency of a small installation employing unconventional energy sources, which are included in the category of dissipated (energy) sources, is performed by way of comparison of the cost of generating the heat and/or electricity to the cost of generating the electricity in a conventional installation. The article describes a method of increasing costs (MKN), which resembles the long-recognized method of LCC.

Tadeusz Noch*

POMPA CIEPŁA A ENERGIA SŁONECZNA W ZAPOTRZEBOWANIU NA CIEPŁO

Streszczenie

W opracowaniu pompa ciepła a energia słoneczna w zapotrzebowaniu na ciepło zaprezentowano efektywność energetyczną pompy ciepła. Skupiono się nad problematyką kosztów eksploatacyjnych stosowania pomp ciepła. Scharakteryzowano zyski ciepła pochodzące z energii słonecznej. Analizą objęto sezonowe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania. W badaniach i obliczeniach uwzględniono występujące straty ciepła oraz zyski ciepła pochodzące od słońca i źródeł wewnętrznych ze stopniem ich wykorzystania.

1. Wstęp

Pompy ciepła przepompowują ciepło w kierunku przeciwnym do naturalnego biegu [1]. Można określić, że pompy nie są źródłem ciepła, tylko przemieszczają je w miejsce, gdzie jest efektywnie wykorzystane [5].

Pompy ciepła mają duże zastosowanie jako urządzenia grzewcze lub klimatyzacyjne domów jednorodzinnych i niewielkich pomieszczeń. W sezonie grzewczym pełnią rolę pompy ciepła. Natomiast

* Katedra Nauk Technicznych Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji.

w sezonie letnim są klimatyzatorami pracującymi w cyklu odwrotnym. Moc cieplna tych urządzeń najczęściej mieści się w zakresie od kilku do kilkudziesięciu kilowatów. Głównie wykorzystywane są urządzenia sprężarkowe, typu powietrze-powietrze, powietrze-woda lub woda-woda, woda-powietrze (płaszczyznowe, tj. podłogowe, sufitowe i ścienne). Badania dowodzą, że ogrzewanie pojedynczych budynków jest mniej wydajne niż układ większej ilości odbiorców ze stosowaniem skojarzonych systemów grzewczych. Z badań statystycznych wynika, że pompa ciepła typu powietrze-powietrze w ciągu roku zabezpiecza wymagania odbiorcy na ciepło do ogrzewania pomieszczeń i ciepłą wodę użytkową w przypadku [2, 13]:

- budynków wielorodzinnych – 70-80% rocznego zapotrzebowania mocy;
- zespołu budynków jednorodzinnych – 60-70% rocznego zapotrzebowania mocy;
- domków jednorodzinnych wolnostojących – 50% rocznego zapotrzebowania mocy.

Stwierdza się, że urządzenie o wydajności rzędu kilku kilowatów wystarcza do przygotowania ciepłej wody użytkowej dla odbiorców.

2. Efektywność energetyczna pompy ciepła

O efektywności pompy ciepła (sprężarka, skraplacz, zawór rozprężny i parownik) decyduje stosunek ilości ciepła uzyskanego w skraplaczu czyli źródle ciepła o wyższej temperaturze do ilości energii użytej do napędu sprężarki. Nazywany jest on współczynnikiem wydajności cieplnej COP.

Współczynnik wydajności cieplnej jest stosunkiem otrzymanej energii grzewczej do dostarczonej energii elektrycznej niezbędnej do pracy sprężarki. Im większy jest ten współczynnik tym pompa ciepła pracuje wydajniej [4, 6].

$$COP = \frac{Q_g}{P_e} \quad (1)$$

Q_g - moc górnego źródła ciepła [kW],

P_e - moc mechaniczna silnika napędowego [kW].

Wielkość tego współczynnika zależy od konstrukcji pompy ciepła oraz od temperatury dolnego jak i górnego źródła ciepła. Efektywność energetyczna zależna jest przede wszystkim od różnicy temperatur pomiędzy dolnym i górnym źródłem ciepła. Wpływ tych czynników na COP opisuje równanie [4, 6]

$$COP = 4,77 + 0,081 \cdot T_D - 0,041 \cdot T_G \quad (2)$$

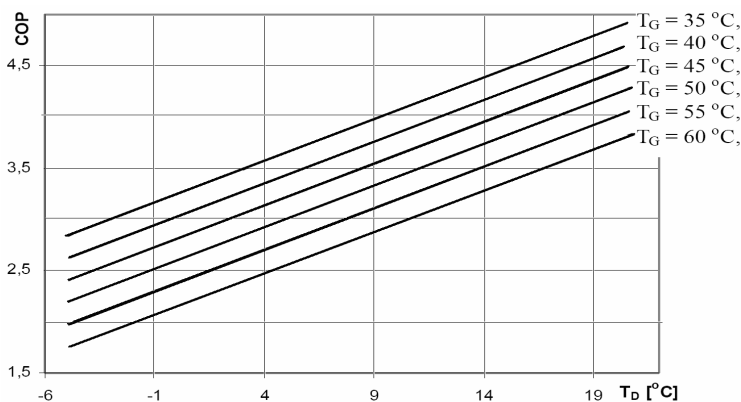
gdzie:

T_D – temperatura dolnego źródła ciepła [°C],

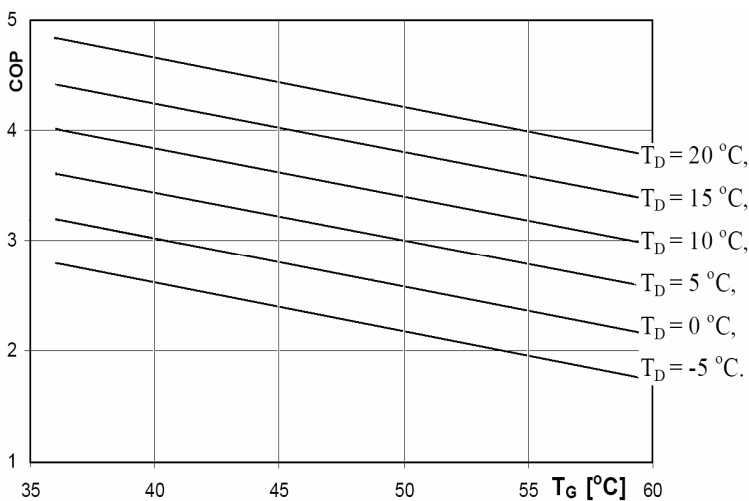
T_G – temperatura górnego źródła ciepła [°C].

Zależność temperatury tak dolnego, jak i górnego źródła ciepła na wielkość parametru COP przedstawiają dwa diagramy (rys. 1 i rys. 2). Z przedstawionej zależności (2) oraz diagramów wynika, że temperatura dolnego źródła ciepła ma odmienny wpływ na współczynnik efektywności energetycznej niż temperatura źródła górnego. Ze wzrostem temperatury dolnego źródła współczynnik COP wzrasta – zmiana temperatury o 10°C powoduje zmianę tego współczynnika o 0,81. Natomiast wzrost temperatury

górnego źródła o 10°C powoduje obniżenie tego współczynnika o 0,44. Znacznie słabsze oddziaływanie temperatury górnego źródła niż temperatury dolnego źródła ciepła jest szczególnie korzystne z punktu widzenia eksploatacji pompy ciepła do przygotowania ciepłej wody użytkowej czy ogrzewania pomieszczeń mieszkalnych.



Rysunek 1. Wpływ temperatury dolnego źródła T_D na współczynnik efektywności energetycznej COP pompy ciepła [4, 6].



Rysunek 2. Wpływ temperatury górnego źródła TG na współczynnik efektywności energetycznej COP pompy ciepła [4, 6].

Wielkość współczynnika COP' mówi wprost o spodziewanych kosztach ogrzewania. Jeżeli znane jest roczne zapotrzebowanie na ciepło w budynku to po podzieleniu go przez współczynnik efektywności energetycznej otrzymamy w wyniku ilość energii za którą trzeba będzie zapłacić. Koszt eksploatacji ograniczony jest do kosztu zakupu energii elektrycznej.

Dolne źródło ciepła to jeden z podstawowych warunków efektywnej pracy systemu grzewczego z pompą ciepła. W Polsce jako dolne źródło ciepła najczęściej wykorzystuje się wody gruntowe lub grunt, znacznie rzadziej powietrze ze względu na to, że charakteryzuje się dużą zmiennością temperatury zarówno w okresie dobowym jak i w całym sezonie grzewczym.

Grunt jest dobrym akumulatorem ciepła, ponieważ przez cały rok zachowuje stosunkowo równomierne temperatury rzędu 7 do 13⁰C (na głębokości 2 m). Energia z gruntu może być pobierana przez poziomy kolektor lub przez kolektor pionowy - sondy gruntowe. Długość kolektorów ustala się na podstawie zadanej mocy grzewczej pompy ciepła. Przez kolektor lub sondy gruntowe przepływa solanka, która jest mieszaniną wody i glikolu, która nie zamarza w ujemnych temperaturach. Czynnik ten odbiera ciepło z gruntu i transportuje je do parownika pompy ciepła. Kolektor poziomy wymaga jednak znacznej powierzchni działki. Jeżeli nie dysponuje się dostatecznie dużym terenem na ułożenie kolektora poziomego w gruncie wtedy można zastosować sondy gruntowe umieszczane pionowo w ziemi.

Aby pobierać ciepło z wód gruntowych, trzeba wywiercić dwie studnie. Z jednej z nich tłoczy się wodę do pompy ciepła. Do drugiej studni – zrzutowej – odprowadza się schłodzoną wodę z powrotem do ziemi. Zaletą wód gruntowych jako dolnego źródła ciepła jest to, że mają one wysoką temperaturę - od +8 do +12 °C, stałą przez cały rok. Problemem jest wzajemne usytuowanie studni zasilającej i zrzutowej ze względu na kierunek przepływu wód podziemnych. Nie może być tak że schłodzona woda ze studni zrzutowej wraca do studni zasilającej pompę ciepła. Musi być także zapewniona niezmienna wydajność studni zasilającej.

3. Koszty eksploatacyjne

W pracy nie zajmowano się obliczaniem kosztów ogrzewania, ograniczono się do kosztów eksploatacyjnych w których zawarto jedynie koszty

paliwa i energii. Na koszty eksploatacyjne stosowania pomp ciepła wpływ mają głównie dwa czynniki. Z jednej strony efektywność energetyczna i cena zakupu energii elektrycznej. Z drugiej strony koszty inwestycyjne. Koszty eksploatacyjne wahają się w szerokich granicach. Przykładowo dla temperatury górnego źródła ciepła 55⁰C i temperatury w dolnym źródle -7⁰C efektywność energetyczna wynosi 1,75; odpowiednio dla temperatur 30⁰C – ogrzewanie podłogowe i 5⁰C – grunt efektywność wyniesie 3,55. Oznacza to, że w tym konkretnym przypadku koszt uzyskania jednostki ciepła wahać się może w granicach od 0,113zł/kW·h przy cenie energii elektrycznej 0,46 zł/kW·h i efektywności 4,06, do 0,25zł/kWh przy cenie 0,46zł/kW·h i efektywności 1,75. Czyli wytyczną na niskie koszty eksploatacyjne jest znalezienie takiego źródła ciepła, które będzie mieć możliwie wysoką temperaturę.

Tabela 1. Roczny koszt energii na potrzeby ogrzewania budynku i ciepłej wody w zależności od współczynnika COP [9].

Temperatura dolnego źródła ciepła [°C]	Temperatura górnego źródła ciepła [°C]	Efektywność energetyczna COP [-]	Efektywność energetyczna COP' [-]	Koszt energii elektrycznej na wytworzenie jednej kWh ciepła [zł/kW·h]	Koszt energii na ogrzewanie budynku oraz ciepłej wody [zł/a]
12	30	4,50	4,06	0,113	1279

10	30	4,35	3,91	0,118	1332
5	30	3,94	3,55	0,130	1467
0	40	3,13	2,81	0,164	1853
-5	45	2,52	2,26	0,204	2304
-7	55	1,94	1,75	0,263	2976
5	50	3,12	2,81	0,164	1853

Zmniejszenie różnicy temperatury odbiornika (źródła górnego) i źródła dolnego powoduje, że sprawność pompy ciepła znacznie wzrasta. Największe korzyści ze stosowania pompy ciepła uzyskuje się przy niskotemperaturowym ogrzewaniu podłogowym gdzie temperatura wody wynosi około 28-30 °C i zastosowaniu wody gruntowej jako dolnego źródła ciepła przy założeniu, że ma ona temperaturę około 10 °C. W tej konfiguracji współczynnik COP osiąga wartości największe. Zdecydowanie należy odradzać stosowanie ogrzewania pompą ciepła w układzie z kaloryferami lub z systemem kaloryferowo-podłogowym, ponieważ minimalna temperatura źródła górnego wynosi wówczas 50 °C co powoduje spadek współczynnika COP do wartości znacznie poniżej 4. Traci się wówczas podstawowy atut pompy ciepła, jakim są niskie koszty ogrzewania. Dlatego projektując instalację, należy podejść z bardzo dużą uwagą do temperatury, bo tylko wtedy można się spodziewać niskich kosztów eksploatacyjnych. Wszystko zależy od warunków, w których pompa ciepła pracuje.

4. Ciepło z energii słonecznej

Zyski ciepła z energii słonecznej obliczamy ze wzoru:

$$Q_{sL} = 0,6 \cdot A_s \cdot TR \cdot S \cdot Z \quad [kW \cdot h / mc], \quad (3)$$

gdzie:

A_s - łączne pole powierzchni okien na danej elewacji [m²],

TR - współczynnik przepuszczalności promieniowania słonecznego szyb,

S - suma miesięczna całkowitego promieniowania słonecznego na jednostkę powierzchni w danym miesiącu [kW h],

Z - współczynnik zacienienia,

0,6 - udział ramy w powierzchni okna.

Tabela 2. Sumy miesięczne całkowitego promieniowania słonecznego w watogodzinach na metr kwadratowy, na różnie zorientowane powierzchnie [10].

Energia promieniowania słonecznego W·h/m ²		
Miesiąc	Orientacja	
	zachód	wschód
Styczeń	14 880	13 392
Luty	29 568	26 208
Marzec	49 848	49 104
Kwiecień	66 960	71 280
Maj	81 840	95 976
Czerwiec	81 360	87 840
Lipiec	92 256	89 280
Sierpień	75 144	78 864
Wrzesień	46 800	49 680
Październik	29 760	34 224
Listopad	12 240	13 680
Grudzień	8 184	9 672

Okna w budynku znajdują się na elewacji wschodniej oraz zachodniej. Współczynnik zacienienia jest równy jedności dla obu elewacji, gdyż w sąsiedztwie budynku nie ma przeszkód, które utrudniałyby dopływ promieniowania słonecznego do danej elewacji [3, 12]. Wartość współczynnika przepuszczania promieniowania słonecznego dla przeszklenia podwójnego $TR=0,7$.

Zyski słoneczne w miesiącu styczniu dla okien na elewacji wschodniej:

$$Q_{ESL} = 0,6 \cdot A_s \cdot TR \cdot S(I) \cdot Z = 0,6 \cdot 9,66 \cdot 0,7 \cdot 13,392 \cdot 1 = 54,3 \text{ kW} \cdot h$$

Zyski słoneczne w miesiącu styczniu dla okien na elewacji zachodniej:

$$Q_{WSL} = 0,6 \cdot A_s \cdot TR \cdot S(I) \cdot Z = 0,6 \cdot 13,63 \cdot 0,7 \cdot 14,880 \cdot 1 = 85,1 \text{ kW} \cdot h$$

W pozostałych miesiącach obliczenia wykonano identycznie. Wyniki zestawiono w tabeli 4.

Tabela 3. Wartości współczynnika przepuszczania promieniowania słonecznego w zależności od rodzaju przeszklenia [10].

Lp.	Rodzaj oszklenia	Współczynnik przepuszczania promieniowania słonecznego TR
1	pojedyncze	0,82
2	podwójne	0,7
3	potrójne lub szyba zespolona jednokomorowa z jedną powłoką niskoemisyjną	0,64

4	jw., lecz przestrzeń między szybami wypełniona argonem	0,64
5	szyba zespolona dwukomorowa z powłoka niskoemisyjną	0,55
6	szyba specjalna	0,5

Tabela 4. Całkowite zyski słoneczne.

Zyski słoneczne [kW·h/mc]			
Miesiąc	Elewacja wschodnia Q_{ESL}	Elewacja zachodnia Q_{WSL}	Zyski razem [kW·h]
Styczeń	54,3	85,1	139,5
luty	106,3	169,2	275,5
Marzec	199,2	285,3	484,5
Kwiecień	289,2	383,3	672,5
Maj	129,8	156,1	286,9
Wrzesień	33,5	44,6	78,2
Październik	138,8	170,3	309,2
Listopad	55,5	70,0	125,5
Grudzień	39,2	46,8	86,0
Suma	[kW·h/a]		2457,3

5. Zapotrzebowanie na ciepło

Zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania

Sezonowe zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania Q_h oblicza się jako różnicę strat ciepła oraz zysków ciepła od słońca i źródeł wewnętrznych z uwzględnieniem stopnia wykorzystania zysków ciepła.

Dzięki zastosowaniu wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła możliwe jest zminimalizowanie strat na podgrzanie powietrza wentylacyjnego, a także wykorzystanie w całości zysków wewnętrznych oraz słonecznych. Sprawność odzysku ciepła przyjęto $\eta = 85\%$. W obliczeniu rocznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania uwzględniono następujące dane:

Roczna strata ciepła przez przenikanie obliczona jako suma strat ze wszystkich miesięcy sezonu ogrzewczego:

$$Q_{ASEZ} = 8938 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a} .$$

Roczna wentylacyjna strata ciepła obliczona jako suma strat ze wszystkich miesięcy sezonu ogrzewczego:

$$Q_{wentSEZ} = 18984,7 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a} .$$

Wewnętrzne zyski ciepła obliczone jako suma zysków z poszczególnych miesięcy w sezonie ogrzewczym:

$$Q_{zyskwew} = 3459,4 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a}$$

Słoneczne zyski ciepła obliczone jako suma zysków z poszczególnych miesięcy w sezonie ogrzewczym:

$$Q_{zyskS} = 2457,3 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a} .$$

Roczne zapotrzebowane na ciepło do ogrzewania:

$$Q_H = Q_{ASEZ} + Q_{wentSEZ} - Q_{zyskwew} - Q_{zyskS} - \eta(Q_{wentSEZ}) \text{ [kW} \cdot \text{h} / \text{a}], \quad (4)$$

$$Q_H = 8938,24 + 18984,72 - 3459,4 - 2457,3 - 0,85 \cdot (18984,7) = 5869,2 \text{ kW} \cdot \text{h} / \text{a}$$

Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na ciepło w odniesieniu do powierzchni 211 m^2 :

$$E_0 = \frac{Q_H}{\text{Powierzchnia}} = 27,8 \text{ kW} \cdot \text{h}/(\text{m}^2 \cdot \text{rok}) \quad (5)$$

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że zapotrzebowanie na energię do ogrzewania budynku spadło blisko ośmiokrotnie. W wyniku zastosowania izolacji zapewniającej współczynnik przenikania ciepła na poziomie $0,15 \text{ W/m}^2\text{K}$ dla ścian oraz dla stropodachu, okien oraz drzwi o izolacyjności $0,8 \text{ W/m}^2\text{K}$, radykalnie obniżono straty przez przegrody zewnętrzne. Mimo wysokiej izolacyjności przegród w bilansie budynku, znaczną część strat stanowią straty wentylacyjne. Dopiero wysokowydajny odzysk ciepła z powietrza wywiewanego daje możliwość znacznego obniżenia energochłonności budynku.

Dobór mocy cieplnej źródeł ciepła w budynku

Moc szczytową urządzeń grzewczych można obliczyć znając wartość rocznego zapotrzebowania na energię do ogrzewania budynku, która uwzględnia najsurowsze warunki zewnętrzne panujące w danej strefie klimatycznej czyli minimalną temperaturę zewnętrzną otoczenia [8]:

$$q_{moc} = \frac{Q_H \cdot (T_i - T_e)}{24 \cdot Sd} \text{ [kW]}, \quad (6)$$

Q_H - roczne zapotrzebowanie ciepła $Q_H = 5869,2 \text{ kW} \cdot \text{h}$,
 T_i - temperatura obliczeniowa wewnętrzna przyjmuje się $T_i = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ jako średnią temperaturę wszystkich pomieszczeń ogrzewanych w budynku,

T_e - temperatura obliczeniowa zewnętrzna najniższa występująca w danej strefie klimatycznej, dla pierwszej strefy klimatycznej $T_e = -18^\circ\text{C}$ [11],

S_d - liczba stopniodni dla miejsca położenia budynku według danych meteorologicznych z PN-B-02025 obliczona dla wewnętrznej temperatury $T_i = 20^\circ\text{C}$, $S_d = 3924$.

Zapotrzebowanie na moc cieplną w szczycie obciążenia wynosi:

$$q_{moc} = \frac{Q_H(T_i - T_e)}{24 \cdot S_d} = \frac{5869,2 \cdot [20 - (-18)]}{24 \cdot 3924} = 2,36 \text{ kW}$$

Zapotrzebowanie na moc cieplną w szczycie obciążenia w budynku przed modernizacją wynosi:

$$q_{moc} = \frac{Q_H(T_i - T_e)}{24 \cdot S_d} = \frac{40559,08 \cdot [20 - (-18)]}{24 \cdot 3924} = 16,36 \text{ kW}$$

Zapotrzebowanie na moc cieplną źródła spadło blisko siedmiokrotnie. Przy tak niewielkim zapotrzebowaniu na moc cieplną, kiedy budynek jest dobrze ocieplony, obliczeniową moc źródła ciepła można zwiększyć ze względu na podgrzanie ciepłej wody o 0,25 kW na każdego użytkownika [4]. Wobec czego moc jaką powinien dysponować system grzewczy, w sytuacji gdy budynek użytkują cztery odbiorcy, powinna wynosić 3,36 kW.

Ważnym elementem budynku jest minimalizacja zapotrzebowania na energię w trakcie eksploatacji. Skuteczność w ograniczaniu tego zapotrzebowania jest tak duża, że w teorii, sam budynek może nie wymagać już żadnych innych aktywnych źródeł ogrzewania. W praktyce, potrzebne jest dogrzewanie, często przy użyciu pompy ciepła czy też instalacji słonecznej. Budynki takie mogą jak najbardziej funkcjonować

w Polskich warunkach klimatycznych. Wiąże się to ze zwiększonym o 10-20% nakładem inwestycyjnym [14]. Problemem jest również zaprojektowanie i wykonanie budynku, jako że ten typ budownictwa (pasywnego) jest bardzo zależny od wielu czynników (orientacja budynku w terenie, obecność drzew, lub innych obiektów mogących przysłaniać słońce, kształt budynku, itp.). W wypadku najmniejszych nawet błędów wykonawczych, czas zwrotu nakładów może wydłużyć się nawet trzykrotnie.

Budynki pasywne zaliczają się do tak zwanych "budynków inteligentnych". Inteligentny dom to taki, w którym zintegrowane zostały instalacje i urządzenia elektryczne, jak oświetlenie, urządzenia audio/video, wentylacja, system alarmowy, automatyczne zraszanie ogrodu, funkcjonujące zgodnie z życzeniem użytkownika [15].

Wymagają one precyzyjnego sterowania wentylacją oraz dodatkowymi źródłami ciepła. Celem jest osiągnięcie wysokiej jakości technicznej budynku oraz komfortu jego użytkowników przy jak najmniejszym obciążeniu środowiska i minimalnym zużyciu energii. W budownictwie pasywnym przesłanki ekologiczne łączą się z ekonomią i jakością. Inteligentna regulacja klimatyzacji umożliwia stałe utrzymanie komfortowej temperatury. Inteligentna koncepcja oświetlenia jest kluczowa w dążeniach do minimalizacji zużycia energii elektrycznej.

6. Zakończenie

Wzrastające z roku na rok ceny nośników energii powodują, że coraz częściej i głośniejsze mówi się

o racjonalnym gospodarowaniu energią. Koszty ogrzewania rosną. w związku z tym poszerza się grupa użytkowników budynków oraz inwestorów, która rozumie konieczność oszczędzania energii. Wiele budynków przechodzi termomodernizację, budynki nowobudowane realizuje się tak, aby spełniały europejskie standardy zużycia energii.

W projektach budynków coraz częściej pojawia się starannie zaprojektowana izolacja termiczna z dobrych materiałów o parametrach izolacyjnych znacznie przekraczających zalecenia normowe. Dobre okna czy wentylacja z odzyskiem ciepła (rekuperacja) stają się powoli standardem [7, 8].

Zastosowanie równania bilansu cieplnego do zespołu pomieszczeń budynku wymaga przyjęcia założenia, że stanowi on jedną strefę (we wszystkich pomieszczeniach panuje taka sama temperatura wewnętrzna.). Obliczona przy takim założeniu krotność wymiany powietrza określa średnią intensywność wentylacji we wszystkich pomieszczeniach budynku, wobec czego ciepło tracone jest do środowiska zewnętrznego, a zyski ciepła ograniczają się do bytowych, od promieniowania słonecznego przez przegrody przezroczyste, oraz od urządzeń elektrycznych znajdujących się w budynku.

Zyski słoneczne są wynikiem efektu szklarniowego i występują w każdym pomieszczeniu, w którym są okna. Promieniowanie słoneczne przenikające przez szyby zamienia się wewnątrz na ciepło. Aby wyznaczyć ilość pozyskanego ciepła ustalana jest orientacja, zacinienie i zdolność przepuszczania promieniowania dla wszystkich okien. Na podstawie lokalizacji obiektu

określone są wieloletnie średnie natężenia promieniowania słonecznego.

Nowoczesna instalacja odpowiedzialna jest za nadzorowanie i regulowanie pozostałych urządzeń obsługujących budynek. Temperatura i jakość powietrza mogą być mierzone i optymalizowane poprzez odpowiednie ustawiania parametrów wentylatora doprowadzającego powietrze. Czujniki zainstalowane w pomieszczeniach mogą automatycznie wyłączać światło jeżeli pomieszczenie zostanie opuszczone przez dłuższy czas. Prawidłowe sterowanie i zarządzanie budynkiem wymaga dobrego rozpoznania jego rozwiązania konstrukcyjnego, całości i poszczególnych elementów z uwzględnieniem technologii wykonawczej i zastosowanych materiałów konstrukcyjnych. Uzyskanie pełnej optymalizacji zużycia energii i minimalizacja kosztów ogrzewania oraz niska awaryjność pomp ciepła wpłynie na efektywność energetyczną.

Literatura

- [1] Brodowicz K., Dyakowski T.: Pompy ciepła, Wyd. PWN, Warszawa 1990.
- [2] Chwieduk D.: Odnawialne źródła energii źródłem ciepła dla pomp ciepła, Materiały Ogólnopolskiego Forum „Mała energetyka”, Chańcza, maj 1996.
- [3] Feist W., Munzenberg U., Thumulla J., Schulze Darup B.: Podstawy budownictwa pasywnego, Wyd. Polski Instytut Budownictwa Pasywnego, Gdańsk.
- [4] Gnyra K.: Pompa ciepła w budynkach jednorodzinnych. Technika Chłodnicza i Klimatyzacyjna, Nr 9, 2007.

- [5] Klugmann E., Klugmann-Radzimska E.: Ogniwa i moduły fotowoltaiczne oraz inne niekonwencjonalne źródła energii, Wyd. Ekonomia i Środowisko, Białystok 2005.
- [6] Knaga J., Trojanowska M., Kempkiewicz K.: Efektywność pompy ciepła ze sprężarką spiralną, Wyd. Zakład Energetyki Rolniczej AR, Kraków.
- [7] Kompleksowa termomodernizacja budynków – opłacalna inwestycja. Świat Ociepleń. Magazyn firm budowlanych, Wyd. Rockwool, Nr 2, 2006.
- [8] Norwicz J.: Termomodernizacja budynków dla poprawy jakości środowiska, Wyd. Biblioteka Fundacji Poszanowania Energii, Gliwice 2004.
- [9] Obliczanie kosztów energii na potrzeby ogrzewania budynku i ciepłej wody pompą ciepła, Gdańsk 2008.
- [10] PN-B-02025:1999 Obliczanie sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej.
- [11] PN- 82/B-02403 Ogrzewnictwo – Temperatury obliczeniowe zewnętrzne.
- [12] Rylewski E.: Energia własna, Warszawa 2000.
- [13] Zalewski W.: Pompy ciepła sprężarkowe, sorpcyjne i termoelektryczne, Wyd. IPPU MASTA, Gdańsk 2001.
- [14] Drewno zamiast benzyny.pl, <http://www.drewnoza-miastbenzyny.pl>, 20 luty 2008.
- [15] Murator dom.pl, <http://www.murator-dom.pl>, 2 czerwiec 2008.

THE HEAT PUMP AND THE SOLAR ENERGY IN HEAT DEMAND

Summary

The paper "The Heat Pump and the Solar Energy in Heat Demand" presents the energy efficiency of the heat pump. It focuses on the issues of operational costs of heat pumps. The heat gain from solar energy was characterized. The analysis included seasonal heat demand for heating. The research and calculations take into account the occurring heat loss as well as the heat gains coming from the sun and the internal sources to the inclusion of the degree of their use.

***Anna Lisowska-Oleksiak^{*}, Andrzej P. Nowak^{*},
Monika Wilamowska^{*}, Katarzyna Szybowska^{*}***

ELEKTROCHEMICZNE UKŁADY STOSOWANE W URZĄDZENIACH DO MAGAZYNOWANIA ENERGII

Streszczenie

W prezentacji przedstawiono badania materiałów związanych z chemicznymi źródłami prądu, w tym materiały dla kondensatorów elektrochemicznych, nowoczesnych akumulatorów litowych oraz tanie materiały aktywne w świetle widzialnym.

* * *

Rozwój zaawansowanych technologii wymaga opracowania sposobu na szybkie magazynowanie dużej ilości energii elektrycznej. W ostatnich 20 latach w dziedzinie chemicznych źródeł prądu (CZP) obserwuje się ogromny postęp w badaniach nad urządzeniami do magazynowania energii. Jest on powodowany upowszechnieniem przenośnych urządzeń elektronicznych. Ponadto, zagrożenie globalnym ociepleniem spowodowało, że Unia Europejska, USA i inne kraje udzielają finansowego wsparcia dla badań

* Gdansk University of Technology, Chemical Faculty, 80-233 Gdansk, Narutowicza 11/12; alo@pg.gda.pl.

podstawowych w zakresie czystych technologii energetycznych. Dzięki badaniom nad innowacyjnymi materiałami elektrodowymi oraz elektrolitami powstały nowe urządzenia zdolne do gromadzenia znacznych ilości energii. Powszechnie dziś stosowane baterie litowe i litowo-jonowe powstały dzięki postępowi w badaniach w warunkach bezwodnych i rozwojowi elektrochemii ciała stałego.

Współcześnie trwa wzmoczona praca nad nowymi możliwościami magazynowania energii. Konstrukcja kondensatorów elektrochemicznych (KE) w pełni zaspokaja zapotrzebowanie na urządzenia szybko gromadzące i oddające ładunek elektryczny. Materiały wykorzystywane do budowy KE, znajdują się w centrum badań prowadzonych na potrzeby sektora energetycznego m.in. dla pojazdów elektrycznych i hybrydowych, systemów baterii słonecznych czy ogniwi paliwowych. Jednakże bez badań podstawowych w dziedzinie chemii materiałów, żaden kolejny krok nie jest możliwy.

W prezentacji zostaną przedstawione następujące materiały z dziedziny CŹP:

- *Materiały dla kondensatorów elektrochemicznych*

Gromadzenie ładunku w kondensatorach elektrochemicznych polega na wykorzystaniu ładunku elektrostatycznego obszaru elektrycznej warstwy podwójnej (tzw. kondensatory EDL) lub/ oraz wykorzystaniu ładunku szybkiej i powierzchniowej reakcji redoks (tzw. superkondensatory). Tradycyjne kondensatory EDLC wyposażone są w elektrody z materiałów węglowych o dużej powierzchni właściwej, natomiast materiały elektrodowe superkondensatorów to

najczęściej polimery elektroaktywne, tlenki metali przejściowych [1]. Porowate materiały hybrydowe projektowane są w celu zminimalizowania impedancji i uzyskania możliwie najwyższych parametrów odwracalności podczas wielocyklicznych ładowań i rozładowań [2].

- *Tanie materiały aktywne w świetle widzialnym; fotogeneracja wodoru*

Obok ogniw krzemowych dominujących obecnie na rynku pojawiła się nowa generacja złącz fotowoltaicznych budowanych na bazie nanokrystalicznych półprzewodników i polimerów przewodzących. Takie układy charakteryzują się łatwym i tanim procesem wytwarzania a ich wydajność powoli zbliża się do 15% [3]. Obecnie trwają próby nad zastosowaniem domieszkowanego TiO_2 jako materiału półprzewodnikowego, którego zakres absorpcji przesunięty jest w stronę promieniowania widzialnego. Materiał ten jako fotoanoda pozwala na efektywną generację wodoru.

- *Materiały dla nowoczesnych akumulatorów litowych*

Akumulatory litowo-jonowe są obecnie powszechnie używane w przenośnych urządzeniach codziennego użytku. Niemałym wyzwaniem jest stosowanie tego typu akumulatorów do zasilania samochodów z napędem hybrydowym. Samochody elektryczne i hybrydowe stanowią dziś atrakcyjną ofertę ze względu zarówno na ograniczenie emisji CO_2 do atmosfery jak i niezależność od rynku ropy naftowej. Akumulatory litowe są bardzo atrakcyjne ze względu na

możliwość gromadzenia dwukrotnej ilości energii w porównaniu z akumulatorami niklowo-wodorkowymi (NiMH). Ciągłe poszukiwane są nowe materiały do akumulatorów litowych w celu uzyskiwania coraz lepszych parametrów elektrycznych tych urządzeń. Nacisk kładziony jest głównie na materiały elektrodowe oparte na mezoporowatych systemach umożliwiających szybki transport jonowy [4].

Podziękowania

Autorzy dziękują Ministerstwu Nauki i Szkolnictwa Wyższego za wsparcie finansowe z grantu Nr 1452/B/H03/2009/36

Literatura

- [1] P. Simon Y. Gogotsi, *Nature* 7 (2008) 845-854.
- [2] M. Wilamowska, A. Lisowska-Oleksiak, *J. Power Sources* 194 (2009) 112; A. Lisowska-Oleksiak, A.P. Nowak, *ibid.*, 173 (2007) 829-836.
- [3] M. Grätzel, *Nature* 414 (2001) 338-344.
- [4] C. Zhang, S. Gamble, D. Ainsworth, A.M. Z. Slawin, Y.G. Andreev, P.G. Bruce, *Nature Materials* 8 (2009) 580.

ELECTROCHEMICAL SYSTEMS FOR ENERGY STORAGE DEVICES

Summary

A reliable large-scale method of storing power is required. The development of high capacity energy storage devices during last 20 years in the history of chemical power sources (CPS) are seen as an extreme move forward. That strong progress was stimulated by the commercialization of mobile electronic equipment in the early 80s. New types of devices emerged as a result of improved or novel electrode and electrolyte materials. In the early 90s we witnessed the commercialization of high power accumulators.

Materials for electrochemical capacitors, cheap materials for harvesting solar light and materials for novel Lithium rechargeable batteries able to power electric vehicles are discussed in the paper.

Wojciech Litwin*

PIERWSZA W POLSCE PASAŻERSKA JEDNOSTKA PŁYWAJĄCA Z ZASILANIEM SOLARNYM

Streszczenie

W pracy opisano badania i rozwój napędów elektrycznych statków oraz wykorzystania paneli fotowoltaicznych jako źródła zasilania. Przedstawiono pierwsze w Polsce wdrożenie tej technologii do napędu jednostki pływającej.

* * *

Rozwój najnowszych technologii, rosnące ceny surowców energetycznych oraz coraz większa świadomość ekologiczna społeczeństwa stymulują rozwój coraz to nowych, przyjaznych środowisku układów napędu i zasilania. Nikogo nie dziwią już panele słoneczne umieszczone na budynkach mieszkalnych. Dzięki nim można podgrzewać wodę i zaspokoić potrzeby energetyczne mieszkańców.

Rozwój nowoczesnych technologii nie ominął okrętownictwa. Eksperymentuje się z wykorzystaniem latawców do wspomaganie napędu statku. Rozwiązanie takie pozwala na zaoszczędzenie nawet 35% paliwa.

* Wydział Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej.

Rozwój elektroniki i elektrotechniki umożliwił wykorzystanie napędów elektrycznych prądu przemiennego do napędu głównego statków. Słynny liniowiec Queen Mary II napędzają cztery śruby sprzęgnięte bezpośrednio z silnikami o mocy kilkunastu megawatów każdy. Zastosowanie napędu elektrycznego na statku opartego na trójfazowych wolnoobrotowych silnikach z magnesami trwałymi ziem rzadkich sterowanych za pomocą przekształtnika częstotliwości – falownika ma szereg bardzo istotnych zalet. Przede wszystkim umożliwia szybkie, płynne sterowanie prędkością obrotową pędników, dzięki czemu możliwe jest uzyskanie wysokich zdolności manewrowych jednostki pływającej. Zastosowanie napędu elektrycznego na statku stwarza możliwość wykorzystania różnorodnych źródeł zasilania. W przypadku dużych statków czy okrętów wojennych pokonujących duże odległości możliwe jest zastosowanie dużych silników spalinowych współpracujących z agregatami, choć chętniej stosuje się kilka mniejszych zespołów prądotwórczych. Obiecującym źródłem zasilania, wspomagającym jednostki prądotwórcze mogą być również panele fotowoltaiczne.

O ile często prace nad rozwojem dużych statków są dopiero w fazie studialnej bądź też na etapie projektowania tak w przypadku niewielkich jednostek pływających sytuacja wygląda inaczej. Ze względu na to, że w niektórych atrakcyjnych turystycznie rejonach świata zabroniono stosowania silników spalinowych do napędu jednostek pływających praktycznie wymuszono ich modernizację w oparciu o silnik elektryczny zasilany z pakietu akumulatorów. Ładowanie akumulatorów

najczęściej realizuje się w oparciu o sieć energetyczną. Krokiem naprzód jest jednak zainstalowanie paneli fotowoltaicznych. Dzięki nim możliwe jest eksploataowanie jednostki przy minimalnych kosztach. Ze względu na wysoki koszt takiej modernizacji pierwsze tego typu jednostki zaczęły powstawać w krajach wysokorozwiniętych jak Niemcy czy Szwajcaria już kilka lat temu. W 2007 roku szwajcarski katamaran zasilany energią słoneczną przepłynął Atlantyck.

Od kilku lat na Wydziale Oceanotechniki i Okrętownictwa Politechniki Gdańskiej przy współdziałaniu Centrum Techniki Okrętowej w Gdańsku powstają regatowe jednostki pływające zasilane energią słoneczną. Zaprojektowane i zbudowane przez studentów Koła Naukowego „KORAB” z sukcesem czterokrotnie brały udział w międzynarodowych regatach Frisian Solar Challenge oraz Zeeuwse Solar Boat Race, które odbyły się w Holandii w latach 2006 - 2009. Jesienią 2007 roku Politechnika Gdańska wraz z Centrum Techniki Okrętowej zaczęła współdziałać przy budowie niewielkiej jednostki pasażerskiej – taksówki zasilanej energią słoneczną. Inicjatywa była możliwa dzięki przyznaniu przez Wojewódzki Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Gdańsku grantu na ten cel.

Projektowanie niewielkiej jednostki pływającej może wydawać się proste. W rzeczywistości już w fazie formułowania założeń i określania wymogów, jakie powinna spełnić jednostka natrafiono na znaczną ilość poważnych problemów. Należy pamiętać o tym, że panele fotowoltaiczne będące źródłem energii elektrycznej mają ograniczoną moc. Dlatego, aby

uzyskać zadowalający efekt – założoną prędkość pływania przy możliwie niskiej energochłonności kadłub musi być prawie doskonały pod względem hydromechanicznym i stawiać możliwie mały opór, a jednocześnie cały układ napędowy musi mieć wysoką sprawność.

Już na etapie prac wstępnych postanowiono, że projektowana jednostka będzie całkowicie nowa, odrzucono koncepcję adaptacji istniejącej jednostki. Ze względu na ograniczoną ilość czasu wynoszącą dziesięć miesięcy przeznaczoną na projektowanie i budowę łodzi podjęto kluczowe decyzje o typie, gabarytach i masie jednostki. Postanowiono zaprojektować jednostkę dwukadłubową, tak zwany katamaran o długości sześciu i szerokości dwóch i pół metra. Dzięki temu możliwe było równoległe wykonywanie części prac. W trakcie, gdy panowało wygląd jednostki niezależnie projektowano i badano kadłuby, projektowano płytę pokładu, zaprojektowano instalację elektryczną oraz układ napędowy. Przed przystąpieniem do prac projektowych przyjęto, że masa całkowita jednostki nie przekroczy dwóch i pół tony. Według oszacowanych ciężarów uznano, że akumulatory o pojemności około 220 kWh powinny umożliwić ośmiogodzinną nieprzerwaną żeglugę z prędkością ekonomiczną wynoszącą około $8 \div 10$ km/h.

Kształt kadłubów ma kluczowe znaczenie. To od ich geometrii zależy wielkość zapotrzebowania na moc jednostki. Czym moc będzie większa, tym więcej akumulatorów należy umieścić na łodzi. Im akumulatorów będzie więcej tym większa będzie masa

łodzi a co za tym idzie wzrośnie opór jednostki a w rezultacie opory pływania.

Zaprojektowano trzy odmienne kadłuby. Aby wybrać najlepszy o minimalnych oporach postanowiono wykonać badania modelowe oraz obliczenia numeryczne.

Złożone obliczenia hydromechaniczne wykonano przy pomocy programów komputerowych tak zwanej obliczeniowej mechaniki płynów (CFD) w Centrum Techniki Okrętowej w Gdańsku a badania modelowe na Politechnice Gdańskiej. Na podstawie zrealizowanych badań wytypowano jeden z trzech wariantów kształtu kadłubów. Niewielkie rozmiary katamaranu pozwoliły na weryfikację badań teoretycznych i modelowych dzięki pomiarom obiektu rzeczywistego, które zrealizowano w Centrum Techniki Okrętowej w Gdańsku.



Rysunek 1. Badania obiektu rzeczywistego katamaranu SOLAR na basenie w Centrum Techniki Okrętowej

w Gdańsku, widać ułożony na pokładzie balast dający łączną masę 2500 kg.

Wygląd jednostki zaprojektowali absolwenci Wydziału Oceanotechniki i Okrętownictwa byli członkowie Koła Naukowego „KORAB”. Pierwotnie stelaż utrzymujący panele fotowoltaiczne miał być wykonany z ciętych laserem blach, następnie spawanych w profile zamknięte o przekroju prostokątnym. Ostatecznie ze względów technologicznych zastąpiono je giętą cienkościenną rurą aluminiową o dużej średnicy.

Płyta pokładu, która pełni bardzo odpowiedzialną funkcję została zoptymalizowana przy pomocy metody elementów skończonych. Dzięki temu zredukowano jej masę do minimum zachowując jednocześnie pożądaną sztywność i wytrzymałość.

Układ napędowy katamaranu zaprojektowano jako tak zwany pędnik azymutalny. Umożliwia on obracanie całej śruby napędowej względem katamaranu a dzięki temu daje bardzo dobre własności manewrowe. Kolejną jego zaletą jest zablokowanie całego zespołu napędowego. Dzięki temu w przypadku awarii lub gdyby zaistniała potrzeba dokonania zmian czy okresowego przeglądu można go łatwo wymontować bez konieczności wyjmowania całej łodzi z wody. Do napędu zastosowano chłodzony cieczą trójfazowy silnik prądu przemiennego z magnesami trwałymi ziem rzadkich. Zastosowanie silnika bezszczotkowego miało szereg zalet. Przede wszystkim relacja pomiędzy mocą a masą jest bardzo korzystna. Silnik taki jest bardzo trwały przeglądów zużyciu podlegają wyłącznie jego łożyska toczne. Silnik sterowany był poprzez przetwornik zamieniający prąd

stały w trójfazowy prąd przemienny. Sumaryczna zmierzona na stanowisku badawczym sprawność takiego zespołu przekroczyła 80%.

Układ napędowy zasilany był z dwóch pakietów akumulatorów żelowych umieszczonych symetrycznie w obu kadłubach. Akumulatory doładowywane były poprzez zespół dwunastu paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy maksymalnej 1440W. W letni, bezchmurny dzień pokrywały one ponad połowę zapotrzebowania jednostki na moc przy poruszaniu się prędkością ekonomiczną wynoszącą osiem kilometrów na godzinę. Jednostka pływająca zaopatrzona była w zespół ładowarek sieciowych mogących całkowicie naładować akumulatory w ciągu dziesięciu godzin. Dzięki temu bez problemów mogła odbywać codzienne długie rejsy.

Bardzo ważnym elementem zespołu napędowego jest śruba napędowa. Została ona zaprojektowana i wykonana na sterowanej numerycznie obrabiarce w CTO w Gdańsku. Jej zmierzona na stanowisku badawczym sprawność sięga 72%.

Po prawie dwóch sezonach eksploatacji można powiedzieć, że katamaran sprawuje się poprawnie. Osiąga założoną prędkość a jego własności pozwoliły na odbycie nawet rejsu po Zatoce Gdańskiej.

Pomiary poboru prądu poprzez układ napędowy pozwoliły na oszacowanie maksymalnego dobowego czasu pływania. Z pomiarów wynika, że jeżeli żegluje się z prędkością poniżej ośmiu kilometrów na godzinę a pogoda dopisuje to można podróżować prawie bez przerwy. Wiosną 2009 SOLAR przepłynął Kanał Elbląski na trasie Iława – Gdańsk. Licząc 170 km trasę

pokonano w czasie dwudziestu jeden godzin efektywnej żeglugi. W praktyce rejs trwał prawie trzy dni gdyż czas oczekiwania na otwarcie śluz i mostów wynosił nawet kilka godzin. Nie był to jednak czas stracony gdyż w czasie przerw akumulatory doładowywały się.



Rysunek 2. SOLAR na Motławie w Gdańsku po powrocie z trzydniowego rejsu Kanałem Elbląskim (fot. K. Krzempek). [8]

THE FIRST IN POLAND PASSENGER SOLAR VESSEL

Summary

The research and development of solar-energy-driven ships, which uses solar panel and electric engines is discussed. The prototype construction is presented.

Jörg Mayer*

INTELLIGENTNA SIĘĆ (SMART GRID / COMBINED POWER PLANT) W KASSEL

Streszczenie

Zapewnienie bezpieczeństwa i stałości dostaw energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE) w dowolny rejon oraz w dowolnym czasie jest możliwe poprzez wprowadzenie systemu CPP (the combined power plants) inteligentnej sieci łączącej różne instalacje generujące energię elektryczną. Opracowany system CPP łączy i kontroluje 36 instalacji wiatrowych, solarnych, biomasowych oraz wodnych rozmieszczonych w różnych regionach Niemiec. Rozwiązanie CPP jest równie niezawodne jak stosowanie konwencjonalnych elektrowni dużych mocy. Zastosowanie systemu CPP wykazuje, że poprzez wspólny system kontroli małych zdecentralizowanych elektrowni, możliwe jest dostarczanie energii elektrycznej odpowiednio do potrzeb.

* * *

* Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Reinhardtstr. 18,
10117 Berlin; j.mayer@unendlich-viel-energie.de
www.kombikraftwerk.de.

Zapewnienie bezpieczeństwa i stałości dostaw energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (OZE) w dowolny rejon oraz w dowolnym czasie jest możliwe poprzez wprowadzenie systemu CPP (the combined power plants) łączącego różne instalacje generujące energię elektryczną. Opracowany system CPP łączy i kontroluje 36 instalacji wiatrowych, solarnych, biomasowych oraz wodnych rozmieszczonych w różnych regionach Niemiec. Rozwiązanie CPP jest równie niezawodne jak stosowanie konwencjonalnych elektrowni dużej mocy. Zastosowanie systemu CPP wykazuje, że poprzez wspólny system kontroli małych zdecentralizowanych elektrowni, możliwe jest dostarczanie energii elektrycznej odpowiednio do potrzeb.

CPP łączą w sposób optymalny korzyści związane ze stosowaniem różnych odnawialnych źródeł energii. Turbiny wiatrowe oraz moduły solarne generują energię elektryczną odpowiednio do warunków określonych siłą wiatru czy poziomem nasłonecznienia. Instalacje biogazowe i elektrownie wodne stosuje się w celu uzupełnienia, czy też zrównoważenia krótkotrwałych fluktuacji w dostawach energii lub też w sytuacjach potrzeby przechowania tymczasowych nadwyżek.

System CPP jest wspólną inicjatywą kompanii Enercon GmbH, Schmack Biogas AG oraz SolarWord AG. Inicjatywa ta znalazła poparcie wielu partnerów z sektora energii odnawialnych.

Dlaczego CPP ?

Główne wyzwania polityki energetycznej Niemiec związane są z zastosowaniem i wykorzystaniem energii odnawialnych.

- **Bezpieczeństwo dostaw:** źródła energii odnawialnej pozwalają na uniknięcie uzależnienia od ropy i gazu ziemnego, które wydobywane są często w regionach politycznie i ekonomicznie niestabilnych. Źródła energii odnawialnych stanowią alternatywę dla ciągle rosnących kosztów importu ropy i gazu.
- **Zmiany klimatyczne:** OZE nie emitują gazów cieplarnianych, stanowiących główną przyczyną zmian klimatycznych. Stosowanie OZE przyczynia się tym samym do zapobiegania negatywnym wpływom na środowisko a także negatywnym skutkom ekonomicznym
- **Eliminacja potrzeby rozwoju energetyki jądrowej:** zastosowanie odnawialnych energii w połączeniu ze wzrostem efektywności energetycznej może zastąpić energię elektryczną produkowaną obecnie w elektrowniach jądrowych.

Generacja energii ze źródeł odnawialnych stanowi istotny wkład w zrównoważony i przyjazny dla środowiska sposób produkcji energii elektrycznej.

W Niemczech, energia ze źródeł odnawialnych pokrywa 14% obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Analizy wykazują, że wprowadzenie systemu CPP umożliwić może pokrycie potrzeb energetycznych nawet w 100% poprzez zastosowanie OZE. Odrzucane są argumenty, że dostępność energii elektrycznej z OZE jest zbyt mocno uzależniona od warunków meteorologicznych. Najnowsze

zaawansowane technologie umożliwiają precyzyjne prognozy dotyczące warunków pogodowych. Prognozy te wykorzystuje się w systemach kontrolnych CPP co umożliwia regulowanie dostaw energii w zależności od potrzeb równie niezawodnie i bezpiecznie jak to ma miejsce w konwencjonalnych elektrowniach dużej mocy.

CPP gwarantuje pewność generacji i dostaw energii elektrycznej w każdy czasie przy wykorzystaniu wyłącznie energii ze źródeł odnawialnych.

Projekt pilotażowy

Fakt, że niezawodne dostarczenie energii z OZE wymaga łącznego stosowania różnych źródeł energii odnawialnej został szybko zauważony i doceniony przez takie firmy jak Schmack Biogas AG, SolarWord AG, Enercon GmbH. Wykorzystanie energii wiatrowej oraz energii solarnej a także energii z biomasy oraz energii wodnej, kontrolowane poprzez wspólny system zapewnia ciągłość i stały poziom dostaw energii elektrycznej.

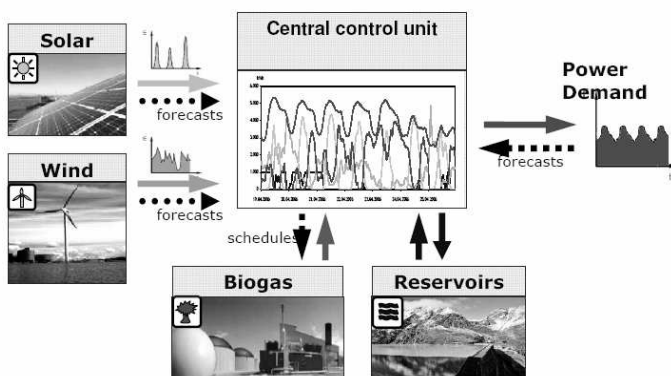
Projekt CPP opracowany przez w/w firmy opiera się na koncepcji połączenia i kontroli różnych instalacji produkujących energię z elektryczną z OZE.

Pojęcie wirtualnej elektrowni jest dobrze znane w badaniach naukowych. Oznacza ono system, w którym zdecentralizowane źródła energii połączone są poprzez centralny system kontrolny wykorzystujący odpowiednie technologie informatyczne.

CPP wykorzystuje model wirtualnej elektrowni, ale tylko w odniesieniu do instalacji OZE. System CPP umożliwia nie tylko symulację, ale także aktywną kontrolę pracy instalacji energetycznych wchodzących w skład systemu, w czasie rzeczywistym. Zmiany

warunków wynikających np. ze zmian zapotrzebowania na energię elektryczną, czy zmian warunków klimatycznych (siła wiatru) wywołują natychmiastowe zmiany w sieci powiązań elementów systemu. Możliwości systemu a także łatwość sterowania i kontroli jego elementów zapewniają generację energii elektrycznej odpowiednio do potrzeb. Szybki rozwój odnawialnych źródeł energii jest kluczowy dla bezpieczeństwa dostaw przyjaznej dla środowiska energii elektrycznej.

Jak działa CPP ?



Rysunek. Centralna jednostka sterująca w CPP.

Podstawowe etapy cyklu pracy CPP to sterowanie wyprzedzające (anticipatory control), oraz sterowanie i precyzyjne dostrajanie (control and fine tuning).

Sterowanie wyprzedzające (anticipatory control)

System CPP łączy 36 instalacji energetycznych opartych na OZE rozmieszczonych w różnych regionach Niemiec. Instalacje te, w tym 11 turbin wiatrowych, 4 instalacje kogeneracyjne wytwarzające w skojarzeniu energię elektryczną i ciepło (CHP) w oparciu o paliwo biogazowe, 20 elektrowni i kolektorów słonecznych, połączono poprzez jeden centralny układ sterowania. Wymienione instalacje zaspakajają jedną dziesięciotysięczną zapotrzebowania na energię elektryczną w Niemczech, co w przybliżeniu odpowiada potrzebom 12-tysięcznego miasta (jak np. Schwäbisch Hall). Prezentowany system CPP ilustruje w miniaturze możliwości systemu w dużej skali: stałe w czasie, 100% zaopatrzenie w energię elektryczną wytwarzaną w oparciu o OZE.

System CPP dostosowuje się w ciągu kilku minut do aktualnych wymagań dotyczących poziomu produkcji energii elektrycznej. System umożliwia pokrycie zapotrzebowania szczytowego w cyklu dziennym (np. południe), a także gromadzenie niewykorzystanej energii w okresach obniżonego zapotrzebowania.

Ocena aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną stanowi centralny punkt startowy dla wszystkich funkcji systemu. Komunikaty dotyczące prognoz dla potrzeb energetycznych, 'profilu obciążenia', przekazywane są do centralnego układu sterowania. Do układu tego przekazywane są także prognozy dla instalacji wiatrowych i solarnych. Niemiecki serwis meteorologiczny (DWD) dostarcza prognozy dotyczące siły wiatru, godzin i stopnia nasłonecznienia. Gromadzone dane są porównywane

w centralnej jednostce kontrolnej. Energia wytworzona w instalacjach wiatrowych czy solarnych nie może w pełni zaspokoić potrzeb energetycznych ze względu na naturalne fluktuacje zarówno siły wiatru jak i promieniowania słonecznego. Fluktuacje te prowadzić mogą do nadmiaru albo niedoboru produkowanej energii. Wahania w ilości produkowanej energii winny być zbalansowane, aby zabezpieczyć dostawę wymaganej ilości energii a także zapewnić stabilne warunki dla pracy sieci przesyłowej.

Realizacja aktualnego zapotrzebowania na energię w systemie CPP

W celu zapewnienia odpowiedniego poziomu dostawy energii elektrycznej, odpowiednio do zapotrzebowania, centralny układ sterowania kontroluje wszystkie instalacje wchodzące w skład CPP. Jeśli wiatrowe lub solarne instalacje nie produkują wystarczającej ilości energii, dodatkowe układy generacyjne są włączane. Brakujące ilości energii mogą być uzupełniane przy zastosowaniu instalacji CHP produkujących ciepło i energię elektryczną z biogazu. Biogaz może być gromadzony i przechowywany stąd też może on stanowić dostępne źródło dla wytwarzania elektryczności, gdy tylko zachodzi taka potrzeba. Energia może być także czasowo gromadzona w elektrowni szczytowo pompowej i uwalniana w razie potrzeby. Woda uwalniana ze zbiornika górnego – rezerwuaru (duża energia potencjalna masy wody) uruchamia generator prądu. W przypadku nadwyżki produkcji energii nad zapotrzebowaniem woda, ze zbiornika dolnego pompowana jest w procesie odwrotnym do

zbiornika górnego. Przewidywania dotyczące wymagań wyjściowych umożliwiają sporządzanie harmonogramów czasowych zarówno dla pracy elektrowni CHP jak i elektrowni szczytowo pompowych. Gdy ilość energii produkowana w instalacjach wiatrowych czy solarnych przewyższa zapotrzebowanie, nadwyżka energii może być wykorzystana np. w celu wypełnienia rezerwuarów energetycznych w elektrowniach szczytowo-pompowych. Energia ta może być także wyeksportowana lub wykorzystana w samochodach o napędzie elektrycznym. W wyjątkowych przypadkach wiatrowe lub solarne instalacje energetyczne mogą zostać zamknięte, ale wówczas oznacza to, że istniejący potencjał energetyczny jest niewykorzystany.

Precyzyjne dostrajanie (fine tuning)

Precyzyjne prognozy dotyczące możliwości produkcyjnych wszystkich instalacji energetycznych wchodzących w skład CPP umożliwiają określenie modeli dla sterowania wyprzedzającego. Jednak zbalansowanie wahań w dostarczaniu energii do sieci przesyłowej pozostaje kwestią wymagającą rozwiązania. Mimo precyzyjnych przewidywań dotyczących warunków pogodowych, zwykle ma miejsce nieznaczne odchylenie między zapotrzebowaniem na energię elektryczną a aktualnym poziomem jej produkcji. Precyzyjne dostrojenie parametrów kontrolnych w układzie centralnego sterowania pozwala na modyfikację harmonogramu wyjściowego odpowiednio do aktualnie mierzonych wartości.

W przypadku niedoboru energii, zapasy energetyczne zgromadzone w instalacjach

biogazowych/CHP oraz rezerwuarach wodnych są uwalniane. Dane dotyczące aktualnego stanu wszystkich układów generacyjnych należących do systemu CPP a także informacje dotyczące zapotrzebowania na dodatkową energię są gromadzone i analizowane w centralnej jednostce kontrolnej. Tak, więc, przedstawiony system CPP umożliwia zaspokojenie potrzeb energetycznych całkowicie w oparciu o źródła energii odnawialnej. W szczególności, wykorzystanie biogazu ma istotne znaczenie w systemie kontroli CPP. Energia z biogazu pokrywa niedobory energii w warunkach szczytowych obciążeń a także jest wykorzystywana w celu balansowania naturalnych fluktuacji energii w systemach wiatrowych i solarnych.

SMART GRID / COMBINED POWER PLANT IN KASSEL

Summary

The secure and constant provision of power anywhere and at anytime by renewable energies is now made possible thanks to the Combined Power Plant. The Combined Power Plant links and controls 36 wind, solar, biomass and hydropower installations spread throughout Germany. It is just as reliable and powerful as a conventional large-scale power station. The Combined Renewable Energy Power Plant shows how, through joint

control of small and decentralised plants, it is possible to provide reliable electricity in accordance with needs.

Część III

Technologie i projekty innowacyjne

PROJEKT ENERGETYCZNY DOM

1. Wprowadzenie

Produkt „Energetyczny Dom” jest kompleksowym rozwiązaniem pozwalającym klientowi uniezależnić się częściowo lub całkowicie od dostaw energii elektrycznej i ciepłej, poprzez optymalizację zużycia, a także wytwarzanie obydwu rodzajów energii we własnym domu, przy pełnym wsparciu grupy energetycznej ENERGA.

2. Istota innowacyjności produktu

Linia produktowa Energetyczny Dom uzupełnia ofertę Grupy ENERGA o rozwiązania prosumenckie, wprowadzając na polski rynek model w którym odbiorca energii staje się jednocześnie jej dostawcą. W praktyce oznacza to, iż klient który zdecyduje się na instalację mikrogeneratorów we własnym domu, otrzyma możliwość odsprzedaży energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej, oraz możliwość pozyskania przychodów z zielonych certyfikatów, bez konieczności uzyskania koncesji na wytwarzanie.

Istotą rozwiązania jest wytwarzanie energii w domu klienta korzystając przy tym z koncesji Grupy ENERGA. Źródło zostanie opomiarowane w systemie

* ENERGA – OBRÓT SA, ul. Reja 29, 80-870 Gdańsk;
Damian.Gadziński@energa.pl; Pawel.Bakun@energa.pl.

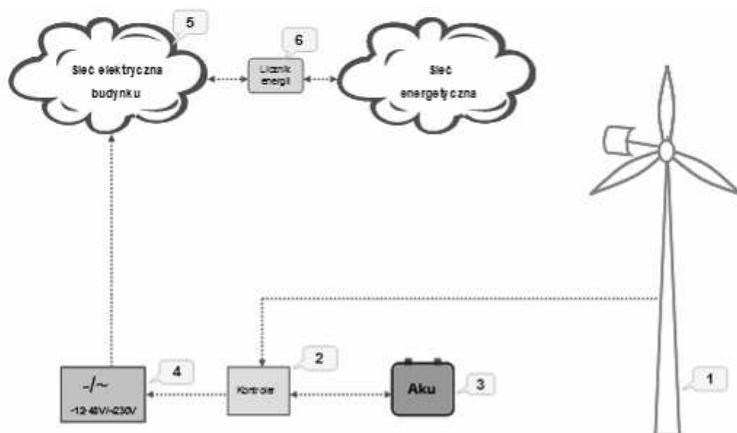
zdalnego odczytu, oraz podłączone pod koncesję na wytwarzanie. Dzięki takiemu rozwiązaniu ENERGA oferuje swoim klientom następujące korzyści:

- 1) legalne wytwarzanie energii elektrycznej w mikroźródle,
- 2) odsprzedaż nadwyżek energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej (minimalizacja nakładów inwestycyjnych wynikająca z braku konieczności magazynowania energii w akumulatorach),
- 3) pozyskiwanie przychodów z zielonych certyfikatów bez konieczności zdobycia koncesji na wytwarzanie przez klienta indywidualnego.

Grupa ENERGA zaprasza do produktu wszystkich zainteresowanych wytwarzaniem energii we własnym domu. Nie czekamy dłużej na taryfy feed-in czy racjonalizację polityki wydawania zielonych certyfikatów. Stworzyliśmy produkt, dzięki któremu klient już teraz może nam opłacalnie oddawać nadwyżki wytworzonej energii, oraz uzyskiwać przychody z zielonych certyfikatów.

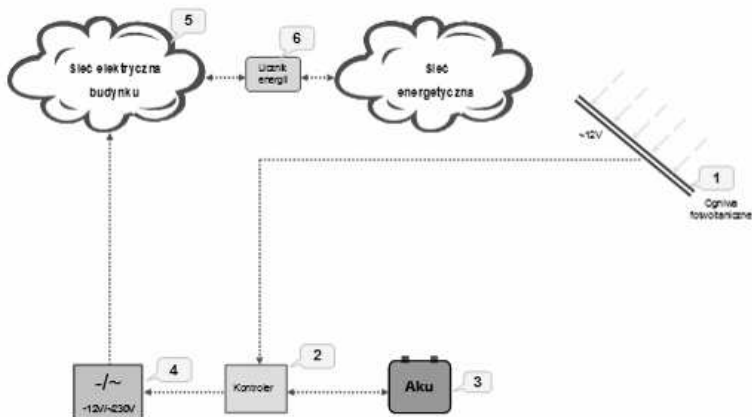
Ambitny program budowy Ekoelektrowni rozproszonej, stanowi konkretny krok w kierunku zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego pojedynczych domów, redukcji strat sieciowych oraz zwiększenia udziału OZE w strukturze produkcji energii. Klient przystępując do produktu, oprócz oczywistych korzyści jakie pozyska dla samego siebie, przyczynia się również do realizacji szczytnych celów zrównoważonego rozwoju.

3. Rozwiązania umożliwiające odsprzedaż do sieci elektroenergetycznej energii wytworzonej w przydomowych mikroźródłach OZE



System z mikrogeneracją wiatrową

1. minielektrownia wiatrowa; 2. kontroler ładowania akumulatorów; 3. akumulator; 4. inwerter; 5. sieć elektryczna budynku; 6. dwukierunkowy licznik energii.



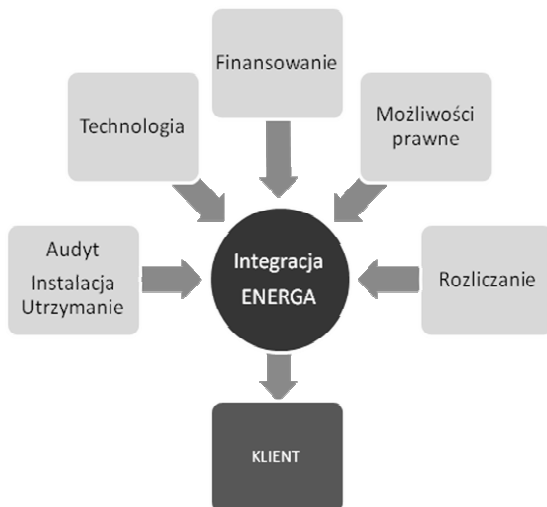
System z ogniwem fotogalwanicznym

1. ogniwa fotowoltaiczne; 2. kontroler ładowania akumulatorów; 3. akumulator; 4. inwerter; 5. sieć elektryczna budynku; 6. dwukierunkowy licznik energii.

4. Zakres produktu

Oferta Energetycznego Domu to jednak nie tylko rozwiązanie organizacyjne dla mikrogeneracji energii elektrycznej. To również komplet elementów związanych z implementowaniem przydomowych źródeł odnawialnych takich jak pompy ciepła, kolektory słoneczne, mikroelektrownie wiatrowe czy ogniwa fotowoltaiczne, wraz z systemem ich dofinansowania, pozwalającym osiągnąć ich rentowność na poziomie energii konwencjonalnej.

ENERGA w przeciwieństwie do rynku, skonstruowała swój produkt wychodząc od strony rzeczywistych potrzeb klienta. W praktyce oznacza to cały łańcuch wartości zobrazowanych na następującym schemacie:



Audyt wstępny

Klient zainteresowany produktem w pierwszej kolejności otrzymuje darmowy audyt wstępny, którego celem jest zdefiniowanie jego faktycznych potrzeb i możliwości. Efektem audytu wstępnego jest dobór odpowiednich urządzeń mikrogeneracyjnych oraz wstępne oszacowanie nakładów inwestycyjnych i możliwych do osiągnięcia przychodów, w taki sposób, aby klient mógł świadomie zdecydować się na sugerowane rozwiązanie.

Audyt główny

Jeżeli klient zdecyduje się na oferowane rozwiązanie, ENERGA wykonuje audyt główny stanowiący de facto wizję lokalną przeprowadzaną w domu klienta. Wynikiem tej części audytu jest zebranie

danych technicznych na temat możliwości zainstalowania proponowanych rozwiązań. Na tej podstawie powstaje szczegółowy kosztorys inwestycji, który przedstawiany jest klientowi przed podpisaniem umowy. Przy tym, klient otrzymuje możliwość wyboru najdogodniejszego modelu rozliczeń z ENERGA.

Projekt i technologia

Po podpisaniu umowy wykonywany jest projekt instalacji oraz pozyskiwane są wymagane pozwolenia. Klient przy tym, dostarcza tylko podstawowe dokumenty, natomiast cały proces prowadzony jest przez ENERGA. Ważnym wyróżnikiem oferty jest fakt, iż ENERGA dobiera technologie najbardziej optymalne z punktu widzenia danego klienta. ENERGA wykonała bardzo szczegółową analizę technologiczną rynku i posiada pełną wiedzę na temat dostępnych rozwiązań. Naszą ofertę zbudowaliśmy w oparciu o dostępną technologię wykorzystując urządzenia różnych marek i producentów. Nie jesteśmy dystrybutorem. Jesteśmy partnerem firm, które naszym zdaniem oferują dobre produkty w dobrych cenach.

Instalacja

Kolejnym krokiem jest instalacja i opomiarowanie (w przypadku energii elektrycznej). Ten etap jest dla ENERGA kluczowy. Pozorne „oszczędności” i związane z nimi błędy, które często popełniane są przez instalatorów chcących zwiększyć w ten sposób swoją marżę, lub po prostu nieposiadających wystarczającej wiedzy powodują, iż zainstalowane systemy nie działają poprawnie. Klient korzystając z produktu Energetyczny

Dom może mieć pewność, że usługi będą wykonywane z należytą starannością i dbałością o prawidłowe funkcjonowanie systemu.

Utrzymanie

Po wykonaniu instalacji klient przechodzi praktyczne szkolenie z zakresu użytkowania systemu. ENERGA udostępnia także Pogotowie Energetyczne - działającą w systemie 24/7 jednostkę dedykowaną do utrzymania należytej sprawności domów energetycznych

Dodatkowe opcje produktu:

- 1) **Oferta „Przylącz Się Do Nas”** – pozyskiwanie zielonych certyfikatów oraz możliwość odsprzedaży energii elektrycznej do sieci elektroenergetycznej dla klientów posiadających już instalacje OZE, i niekorzystających tym samym z pełnego rozwiązania Energetyczny Dom.
- 2) **Oferta „Poznaj Swój Profil Energetyczny”** – system pomiaru przepływu energii w instalacji klienta, umożliwiający bieżące monitorowanie ilości energii pobranej / oddanej z / do sieci elektroenergetycznej oraz optymalizację zużycia energii w domu, poprzez minimalizację poboru w godzinach szczytowych. Pełna funkcjonalność systemu dostępna będzie po uwolnieniu taryf na energię elektryczną.
- 3) **Oferta „Dla Deweloperów”** – systemy OZE dla budownictwa jedno i wielorodzinnego w pełnej integracji z technologią budownictwa energooszczędnego, pozyskiwaniem zielonych i białych certyfikatów, odsprzedażą nadwyżek do

sieci elektroenergetycznej, oraz elastycznym systemem rozliczeń z ENERGA za urządzenia OZE. Oferta dostępna będzie dla deweloperów, starostw, gmin oraz właścicieli obiektów usługowych w II kwartale 2010 roku.

5. Dofinansowanie dla mikro instalacji OZE

Drugą składową finansowania jest umożliwienie korzystania z dostępnych na rynku systemów wsparcia finansowego inwestycji w OZE. Podstawową barierę dla klienta indywidualnego stanowią dwie sprawy:

- 1) wiele poważnych funduszy jest dla niego niedostępnych ze względu na barierę minimalnej kwoty inwestycji lub podmiotowość prawną,
- 2) wykorzystanie funduszy dostępnych dla pojedynczego inwestora wiąże się z koniecznością przejścia przez skomplikowaną procedurę aplikacyjną.

Produkt Energetyczny dom zawiera w sobie gotowe rozwiązanie. ENERGA traktuje globalnie wszystkie mikroźródła zainstalowane u pojedynczych klientów. Traktujemy je jako części składowe budowanej przez nas rozproszonej Ekoelektrowni. ENERGA pozyska dofinansowanie na duży projekt, przekładając konkretne korzyści finansowe na klienta. Przełożenie odbędzie się poprzez obniżenie nakładu inwestycyjnego, który ponieść musi klient. System jest prosty i odbywa się bez zbędnych formalności. Cele budowanej Ekoelektrowni rozproszonej przedstawiają się następująco:

Moc Ekoelektrowni pod koniec roku 2014	
Moc cieplna (kolektory słoneczne)	3,6 MW
Moc cieplna (pompy ciepła)	5,4 MW
Moc elektryczna (elektrownie wiatrowe)	2,0 MW
Moc elektryczna (fotoogniwa słoneczne)	0,1 MW

Dodatkowo Ekoelektrownia jest pierwszym w Polsce prowadzonym na szeroką skalę projektem implementowania idei smart grid. Instalacje wyposażane są w system zdalnego odczytu, dzięki któremu możliwe jest określanie w czasie rzeczywistym realnego zapotrzebowania na energię, a co się z tym wiąże efektywniejsze gospodarowanie prądem. W efekcie powstanie sieć współpracujących ze sobą mikroźródeł i mikroodbiorów, którymi zdalne zarządzanie pozwoli na spłaszczenie globalnej krzywej poboru energii.

Źródła dofinansowania z których korzystać będzie budowana przez nas Ekoelektrownia to m in.:

- Program Operacyjny Innowacyjna Gospodarka (działanie 4.4. Nowe inwestycje o wysokim potencjale innowacyjnym),
- Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (działanie 9.4. Wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych oraz działanie 10.3. Rozwój przemysłu dla odnawialnych źródeł energii).

PROJECT „ENERGETIC HOUSE”

Summary

„Energetic House” Product allows for becoming independent partly or fully from electric and heat energy supply. That aim may be attained through consumption optimization as well as energy generation in one’s own house. The paper presents the idea of Energetic House, consumer’s way from the introductory audit to ready-built house, and shows the assistance possibilities from ENERGA and other institutions.

Marcin Zagórski*

PROGRAM ENERGA BIOGAZ

Celem Programu Energa Biogaz jest uczestnictwo Grupy Energa w przedsięwzięciach z zakresu wytwarzania energii z biogazu o łącznej mocy elektrycznej nie mniejszej niż 300 MW do 2020 roku oraz obsługa tych biogazowni w zakresie obrotu energią i świadectwami pochodzenia. Program będzie realizowany w trzech krokach, według sekwencji określonej nazwą: „5-50-500”. Oznacza to, że w pierwszym etapie powstanie kilka biogazowni, w drugim kilkadziesiąt, a docelowo kilkaset. Ze względu na skalę zamierzeń Programu zakładamy, że będą do niego kwalifikowane głównie inwestycje w elektrownie biogazowe o mocy elektrycznej zainstalowanej od 250 kWe do 2 MWe. W dalszych planach jest zaoferowanie kompletnych biogazowni pod klucz inwestorom posiadającym biomasę do wykorzystania.

* Biuro Programu Energa BIOGAZ
Al. Grunwaldzka 186, 80-266 Gdańsk, tel. +48 58 76 66 950
e-mail: gdansk@energa-bio.pl
www.energa-bio.pl

Rola Energa BIO w projektach biogazowych

- Inwestor strategiczny (kapitałowy).
- Organizacja finansowania przedsięwzięcia
wniesienie kapitałów umożliwiających realizację
całego przedsięwzięcia.
- Gwarant zakupu energii elektrycznej oraz zielonych
certyfikatów.
- Doradca w zakresie doboru najbardziej
ekonomicznych technologii budowy bioelektrowni
gazowej.
- Doradca w zakresie pozyskania dotacji unijnych.
- Zapewnienie pomocy organizacyjno-prawnej
realizacji przedsięwzięcia.

Preferujemy jednak projekty o mocy od 500 kWe do 2 MWe. W biogazowni o takiej właśnie mocy będziemy najchętniej inwestować. Interesują nas praktycznie wszystkie rodzaje projektów, patrząc od strony wykorzystywanego w instalacji substratu. Główny nacisk kładziemy jednak na biogazownie rolnicze (oparte na odchodach z hodowli, agromasie). Również takie, które przetwarzają odpady spożywcze na biogaz. Niezależnie od tego, analizujemy bardzo uważnie projekty biogazowni gminno-utylicacyjnych, znajdujących się na terenie składowisk odpadów komunalnych czy oczyszczalni ścieków.

Wkład naszych Partnerów do projektów biogazowych

- Aport rzeczowy np. grunty pod instalację bioelektrowni gazowych.
- Aport w postaci przepływów z umów dostaw substratów.
- Gwarancja głównych substratów.
- Środki pieniężne.

Postawiliśmy na partnerstwo z inwestorami „biomasowymi”. Dlatego też regułą w procesie inwestycyjnym stało się tworzenie odrębnej spółki (wspólnie z dostawcą biomasy) dla poszczególnych biogazowni. Jesteśmy partnerem, który inwestuje swój kapitał oraz finansuje powstanie biogazowni. Przekazujemy również know how, nasze doświadczenie oraz pomagamy oszacować opłacalność projektu. Nasz Partner (inwestor biomasowy) staje się naszym współnikiem, w zamian za substrat do działania bioelektrowni.

Model współpracy z Energa BIO przy realizacji projektu biogazowni

- Powołujemy spółkę celową (SPV – Special Purpose Vehicle) w celu wybudowania bioelektrowni.
- ENERGA BIO i Partner obejmą w SPV udziały zgodnie z wcześniej ustalonymi parametrami.
- SPV ubiegać się będzie o wszystkie zezwolenia związane z realizacją przedsięwzięcia oraz odpowiednie finansowanie.
- SPV będzie właścicielem bioelektrowni gazowej i funkcjonować będzie w oparciu o prawo spółek handlowych.

Biogazownia jest inwestycją na długie lata i w sposób naturalny zakłada współpracę z lokalną społecznością. Uważamy, że w takiej perspektywie tylko te rentowne i partnerskie biogazownie mogą wesprzeć rozwój gospodarczy terenów wiejskich oraz przynieść zysk swoim inwestorom.

Oceniamy potencjalną biogazownię w kontekście jej konkretnych, lokalnych uwarunkowań. Zwracamy w pierwszej kolejności uwagę na rodzaj, ilość i koszt możliwej do wykorzystania biomasy, a także (co jest bardzo istotne) zapewnienie jej wieloletnich, stabilnych dostaw. Kolejnym ważnym czynnikiem jest lokalizacja. Bierzymy pod uwagę potencjał substratu w regionie oraz bezpośrednich okolicach. Kolejnymi, bardzo ważnymi czynnikami (z punktu widzenia uwarunkowań ekonomicznych) są pomysły na wykorzystanie produktów pracy biogazowni. Patrzymy nie tylko na sprzedaż energii elektrycznej i certyfikatów, (ponieważ jako Grupa Energa, mamy w tym duże doświadczenie) ale również na pomysły wykorzystania ciepła i sedymentu pofermentacyjnego.

Wszystkie projekty analizowane i realizowane w ramach Programu Energa Biogaz są poddane zestandaryzowanej analizie przeprowadzonej dla dwudziestu lat techniczno-ekonomicznej eksploatacji. Kluczowym kryterium akceptacji projektów jest przewidywana stopa zwrotu.

Kiedy biogazownia się opłaca?

- Bliski dostęp do surowców / odpadów, szczególnie ciekłych np. gnojowica (bardziej opłaca się je pompować niż przywozić z większych odległości).
- Dostęp do pól uprawnych położonych w bliskiej odległości od biogazowni (koszty dowozu substratów i rozwiezienia odpadu pofermentacyjnego).
- Dostęp do sieci energetycznej z odpowiedni warunkami technicznymi i możliwością uzyskania warunków przyłączeniowych.

Podstawą do rozpoczęcia rozmów na temat realizacji wspólnej inwestycji jest wstępna ocena projektu. Robimy ją w oparciu o ankietę pierwszego kontaktu dostępną na naszej stronie internetowej. Ankieta zawiera podstawowe informacje, które pozwolą nam wyrobić sobie zdanie na temat potencjału projektu. Jeśli potencjalny Partner ma już gotowy biznesplan, może to znacznie przyspieszyć rozmowy o współpracy.

Co powinien zawierać napływający do Programu projekt? Jak wstępnie analizujemy jego opłacalność?

- Rodzaj, ilość i koszt możliwej do wykorzystania biomasy.
 - Gwarancja wieloletniej dostawy substratów.
 - Lokalizacja, na której ma powstać bioelektrownia gazowa.
- + ewentualnie:
- Planowane źródła przychodów: sprzedaż energii elektrycznej, certyfikatów, ciepła i nawozu.
 - Proponowana technologia.

Carlo Gonella*

ENERGIA Z ODPADÓW KOMUNALNYCH PRZY WYKORZYSTANIU PRASO-EKSTRUDERA VMPRESS

ECOON S.A. z siedzibą w Ostrzeszowie jest firmą oferującą zaawansowane technologie w branży przetwarzania odpadów. Jako wyłączny przedstawiciel na Polskę włoskiej firmy VMpress s.r.l. (www.vmpress.it) proponujemy systemowe rozwiązania technologiczne, służące przetwarzaniu zmieszanych odpadów komunalnych.

Innowacyjny sposób obróbki stałych odpadów komunalnych, opracowany i opatentowany przez firmę VMpress, stanowi przełom w technologiach zagospodarowywania tych odpadów. Proces ten przewiduje poddanie zmieszanych odpadów komunalnych wytlaczaniu wysokociśnieniowemu (600-1000 bar) w urządzeniu zwanym prasem-ekstruderem, powodując ich przekształcenie na dwie podstawowe frakcje: „suchą” (palną) i „mokrą”(organiczną).

Frakcja sucha, składająca się z takich materiałów, jak np. tworzywa sztuczne, drewno, tekstylia, papier, może być poddana bezpośrednio termicznemu przekształceniu w spalarniach, poddana gazyfikacji,

* Ecoon S.A., ul. Kościuszki 31, 63-500 Ostrzeszów
biuro@ecoon.pl

pirolizie czy karbonizacji. Podstawową zaletą frakcji suchej dla tych procesów, jest jej bardzo niska wilgotność – około 25% i wysoka wartość opałowa. Z frakcji suchej można bardzo łatwo wyprodukować wysokiej jakości paliwo alternatywne (RDF), poprzez odseparowanie materiałów inertnych, metali żelaznych i nieżelaznych oraz rozdrobienie.

Parametry paliwa.

Parametr	Jedn.	Wyniki	Limity
Wartość opałowa	kJ/kg	16.000-18.000	Min 15.000
Wilgotność	%	16-18	Max 25
Chlor	%	0,2-0,4	Max 0,9
Siarka	%	0,1-0,3	Max 0,6
Popioły	%	8-12	Max 20
Ołów	mg/kg	40-60	Max 200
Chrom	mg/kg	20-40	Max 100
Miedź	mg/kg	40-60	Max 300
Mangan	mg/kg	50-80	Max 400
Nickiel	mg/kg	15-30	Max 40
Arsen	mg/kg	1-5	Max 9
Kadm+Rtęć	mg/kg	1-3	Max 7

Znaczna redukcja objętości odpadów i związana z tym oszczędność kosztów transportu oraz powierzchni potrzebnych na ich składowanie wraz z minimalizacją zawartości substancji organicznych jest w każdym razie korzystna, nawet pod względem samego składowania (np. składowisko dwuletnie może przyjmować odpady przez kolejne 4-6 lat).

Fracja „mokra” składa się głównie z substancji organicznych (dominują odpady żywnościowe) i niewielkich ilości włókien, różnych tworzyw i materiałów obojętnych. Pod względem fizycznym ma wygląd półpłynnej masy o drobnej granulacji. Zawartość wilgoci wynosi ok. 55%, nie ma żadnych płynnych wycieków z masy, natomiast gęstość nasypowa rzędu od 0,5 do 0,9 t/m³. Poza tym w wyniku efektu mechanicznego, będącego wynikiem kompresji i wytłaczania materiału, następuje rozdrobnienie części stanowiących frakcję „mokrą”, co sprzyja szybkiej stabilizacji. Wzrost temperatury masy wytłaczanej z praso-ekstrudera powoduje możliwość łatwej inicjacji procesu fermentacji o znacznie krótszym czasie, niż czas wymagany w przypadku frakcji organicznych pochodzących z segregacji tradycyjnej. Należy zaznaczyć, iż z 1 Mg odpadów organicznych uzyskuje się ok. 180 Nm³ biogazu.



Rys. 1. Alessandria, Włochy. Praso-ekstruder VM 2035 do obróbki zmieszanych odpadów komunalnych,

poddanych wysokociśnieniowemu wytłaczaniu; odpady zostają rozdrobnione i przekształcone na dwie podstawowe frakcje; wykorzystuje się: frakcję suchą – do produkcji paliwa typu RDF, frakcję mokrą – jako kompost.

Praso-ekstrudery VM 2000 są prostymi rozwiązaniami, które wykorzystują najnowocześnieszą technologię, aby w rezultacie przekształcić odpady w zasoby do natychmiastowego wykorzystania. Chcielibyśmy Państwu zaoferować urządzenia VM 2015 i VM 2035 o wydajności odpowiednio 15 Mg/h i 35 Mg/h.

Praso-ekstruder może pracować samodzielnie, jak i być elementem linii technologicznej do przerobu odpadów, współpracując w konfiguracji z innymi urządzeniami jak: rozdrabniacze, bębny sortujące, elektromagnesy itd.

Zastosowanie urządzeń uzależnione jest od dalszego wykorzystania poszczególnych frakcji odpadów, które kierowane mogą być do:

- termicznej utylizacji odpadów,
- produkcji paliwa zastępczego typu RDF (cementownie),
- produkcji karbonu (energetyka) i bezpośrednio energii w układzie kogeneracyjnym,
- instalacji fermentacji suchej lub mokrej,
- kompostowania.

Zapraszamy również na stronę: www.ecoon.pl. Znajdziecie tam Państwo więcej szczegółów dotyczących technologii, którą wdrażamy na rynek polski.

Christian Hemerka *

NOWOCZESNE INSTALACJE BIOGAZOWE FIRMY PPM – TECHNOLOGIA I ZASTOSOWANIA W POLSCE

Firma P.P.M. Energie aus nachwachsenden Rohstoffen GmbH rozpoczęła w latach 90. działalność w obszarze energii odnawialnych jako producent biorafinerii i biogazowni. Firma ta stoi na czele grupy powiązanych przedsiębiorstw różnych branż, co pozwala na złożenie klientom kompleksowej oferty wykonania inwestycji pod klucz. W Polsce, dla wygody klientów, działają dwie związane z Grupą PPM firmy: przedstawiciel handlowy Hemok Polska w Warszawie i biuro projektowe ECB Sieci Sp. z o.o w Zielonej Górze.

Referencyjną biogazownią PPM jest biogazownia w Pastitz na wyspie Rugii działająca nieprzerwanie od 1996 roku. Tak długie działanie potwierdza z jednej strony niezawodność technologii, z drugiej ekonomiczny sens takiej inwestycji. Rugia jest wyspą, której powierzchnię zajmują w większości parki narodowe i rezerwaty. Fakt, że substratami w biogazowni są, obok gnojowicy, odpady z przetwórstwa ryb oraz osad pościekowy świadczy, że producent sprostał bardzo

* Hemok Polska, Kubickiego 7/13a, 02-954 Warszawa
c.hemerka@hemok.net.

surowym wymogom środowiskowym. Każda biogazownia stanowi indywidualny projekt.

W zależności od dostępnych substratów (gnojowica, obornik, kiszonki kukurydzy i zbóż oraz pozostałe produkty rolne) proponowane są różne rozwiązania techniczne.

Biogazownia jest zaprojektowana dla ustalonego wsadu substratów z zawartością suchej masy średnio 10,00%. Średni czas fermentacji wynosi około 24 dni. Biogazownia funkcjonuje w obszarze temperatur mezofilnych ca 37⁰C.

Proces fermentacji przebiega w następujących etapach:

- przyjęcie substratów: ważenie, rozładunek w zamkniętej hali dla zminimalizowania odorów (powietrze z hali oczyszczane jest przez biofiltry);
- obróbka wstępna: rozdrabnianie i mieszanie substratów w celu nadania masie jednolitej struktury;
- fermentacja w komorach fermentacyjnych (bioreaktorach): przygotowana masa wpompowywana jest do komór wielokrotnie w ciągu dnia. Bioreaktory wykonane są ze stali, izolowane i ogrzewane. W każdej komorze są zamontowane po dwa mieszacze. Silniki napędowe umieszczone są poza bioreaktorami, co stanowi zaletę przy pracach konserwacyjnych. Przy komorach są wskaźniki pomiarowe do pomiaru temperatury i ciśnienia. Zawory bezpieczeństwa służą wyrównaniu ciśnienia. Zainstalowany jest też wziernik oraz miernik kontroli wysokości napełnienia. Na poziomie gruntu znajduje się rura dla wyprowadzania osadu. Opróżnianie komór, w razie awarii, jest możliwe przez rurki

- spustowe. Bioreaktory mają połączenie ze zbiornikiem magazynowym masy pofermentacyjnej;
- magazynowanie biogazu: bezciśnieniowe zbiorniki biogazu z gazoszczelnej warstwowej folii są zintegrowane z komorami fermentacyjnymi. Membrany zabezpieczone są przed zewnętrznymi wpływami przez pokrywy zbiorników. Zbiorniki wyposażone są w urządzenia zabezpieczające;
 - magazynowanie przefermentowanej masy: przefermentowana masa magazynowana jest w zbiornikach końcowych. Może być w nich dodatkowo odgazowana. Uzyskany biogaz odprowadzony jest do zbiornika magazynowego biogazu;
 - odsiarczanie biogazu: biogaz podlega w specjalnych zbiornikach biokatalitycznemu odsiarczeniu.

Zawartość H_2S w biogazie zostaje zredukowana poniżej 200 ppm, przez co znacząco spadają koszty produkcyjne i serwisowe agregatu kogeneracyjnego, a wzrasta żywotność urządzenia;

- awaryjne spalanie biogazu (pochodnia do spalania biogazu): konieczne w przypadku zakłóceń w działaniu agregatu kogeneracyjnego;
- generowanie w sprzężeniu energii elektrycznej i ciepła: blok kogeneracyjny składa się z 2 modułów, co zabezpiecza ciągłość wytwarzania energii. Moduł ma wysoką żywotność przy pełnym obciążeniu. Motor gazowy napędza elektryczny generator. Jeżeli w początkowym okresie możliwy będzie jedynie odbiór energii elektrycznej, nadwyżka ciepła będzie przeprowadzana przez chłodnicę, która

w późniejszym okresie, przy zagospodarowaniu ciepła służyć będzie jako chłodnica bezpieczeństwa.

Sterowanie biogazownią – modułem BHKW i wszystkim pompami odbywa się poprzez program SPS, S7 Siemens. Proces jest wizualizowany.

Dane produkcyjne parametrów pomiarowych (np. ciśnienia i temperatury) przedstawiane są na monitorze komputera, a wielkości parametrów mogą być zmieniane. Dane przekazywane są zdalnie. Błędy mogą zostać przez dostawcę urządzenia skorygowane on-line. O zakłóceniach w funkcjonowaniu będzie udzielona informacja telefoniczna na sieć stacjonarną lub komórkową. Raport o stanie urządzenia jest drukowany.

Obsługa urządzenia przeszkolona zostaje przez PPM. Uruchomienie odbywa się pod nadzorem producenta. Obsługa dozoruje proces produkcyjny, przeprowadza prace kontrolne, utrzymuje urządzenia w dobrym stanie, jak również rozpoznaje, analizuje i usuwa ewentualne zakłócenia.

Dla bezpieczeństwa i utrzymania dobrego stanu technicznego wszystkich komponentów zawierane są odpowiednie umowy z zewnętrznymi usługodawcami.

Dla ciągłej kontroli procesu biologicznego, szczególnie przy zmianie wsadu, wymagane jest regularne pobieranie prób i badanie suchej masy, suchej masy organicznej, ChZT oraz wartości pH materiału wejściowego i masy pofermentacyjnej. PPM oferuje swoim klientom wsparcie w tym zakresie.



Aleksandra Łukaszek, Wojciech Łukaszek**

ELECTRA© BEZODPADOWA I BEZWONNA PRODUKCJA BIOGAZU I ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Bioelektrownia pracująca w technologii ELECTRA©, opracowana przez Konsorcjum Projektowo-Wykonawcze EKOENERGIA-SANECO, jest jednym z najnowocześniejszych rozwiązań technologicznych w zakresie przetwarzania biomasy roślinnej i zwierzęcej oraz innych produktów pochodzenia organicznego metodą mezofilowej fermentacji metanowej.

ELECTRA© jest technologią całkowicie **bezodpadową i bezodorową**.

Pod względem rozwiązań technologicznych lokuje się w czołówce znanych i stosowanych w chwili obecnej technologii w Europie jak również, jest jedną z nielicznych, w której kompleksowo **rozwiązano problem zagospodarowania substratów wysoko zaazotowanych**.

Proces technologiczny od początku do końca odbywa się w warunkach hermetycznych i jest jednoetapowy (bez konieczności dodatkowego odgazowywania). Ze względu na zastosowanie w nim

* EKOENERGIA - Kolonia Pozezdrze 47, 11- 610 Pozezdrze
tel. 600-135-708; ekoenergia@ekoenergia-oze.pl.

autorskich rozwiązań dotyczących zasad przygotowania substratów – wsadu do komory fermentacyjnej, skrócił się czas fermentacji, co w konsekwencji przekłada się na zmniejszenie kosztów inwestycyjnych. Recepturowy dobór substratów zasilających komorę fermentacyjną pozwala na efektywniejsze wygazowanie materiału wsadowego.

W opisowym skrócie proces technologiczny przedstawia się następująco:

1. Po dostarczeniu substratów do zbiornika magazynowego, następuje ich mieszanie i uwodnienie a następnie przetransportowanie do zbiornika przygotowania wstępnego (2 x na dobę) zgodnie z ustaloną recepturą. Istnieje możliwość budowy zbiornika przygotowania wstępnego wewnątrz zbiornika magazynowego, jako obiektów współśrodkowych. Pozwala to na zmniejszenie powierzchni zabudowy bioelektrowni.

2. W zbiorniku przygotowania wstępnego następuje pełne rozdrobnienie przez rozkawałkowanie, zmielenie, zmiażdżenie, dalsze uwodnienie materiału (do określonej zawartości s.m.), wstępna homogenizacja oraz podgrzanie do temperatury około 20° C.

3. Następnie materiał zostaje przetransportowany do zbiornika przygotowania zasadniczego, gdzie poddany zostaje całkowitemu zmiksowaniu oraz pełnej homogenizacji, uwodnieniu do 5-7 % suchej masy oraz podgrzany do temperatury 35° C.

4. Ze zbiornika przygotowania zasadniczego 4 lub więcej razy na dobę (w szczególnych przypadkach recepturowych wsadu w systemie ciągłym lub quasi-ciągłym), substrat zostaje wprowadzany do komory

fermentacyjnej – przewód doprowadzający jest izolowany lub podgrzewany, tak że substrat na wlocie do ZKF ma temperaturę 35,7-37° C i pH w przedziale 6,6-7,6 – identyczne jak temperatura i pH substratu w komorze fermentacyjnej.

5. W komorach fermentacyjnych materiał (5-7% s.m.) przebywa w zależności od rodzaju substratu 10-32 dób. Jest systematycznie mieszany (kilka do kilkunastu razy na godzinę) po czym jako osad pofermentacyjny wyprowadzany jest co najmniej 4 razy na dobę lub częściej (zawsze tyle samo, ile razy następuje wprowadzenie substratu do komory fermentacyjnej) do pomieszczenia, w którym poddawany zostaje obróbce mechanicznej. Wygazowanie odbywa się do poziomu 70% zawartości materiału organicznego.

6. W wszystkich wariantach technologii ELECTRA© stosujemy pionowe centralne mieszadło szczelinowe (patent konsorcjum Ekoenergia-Saneco) lub pełne

7. Po przejściu osadu przez separator lub odwirowaniu czy prasowaniu, osad jest suszony, proszkowany, nawilżany (naszraniany lub naparowywany) do około 70% s.m., granulowany (w tym czasie może zostać uszlachetniony dowolnym dodatkiem, w tym siarką z procesu odsiarczania wyprodukowanego w bioelektrowni biogazu) i pakowany w worki o wadze 1, 2, 5, 10, 15, 20, 25 i 35 kg lub big-bagi.

8. Woda z separatora, wirówek i pras (filtrat), co najmniej w połowie (lub w innej ilości wynikającej ze stężenia azotu) trafia ponownie do zbiornika przygotowania wstępnego, reszta przez mikrooczyszczalnię (stanowiącą integralną część

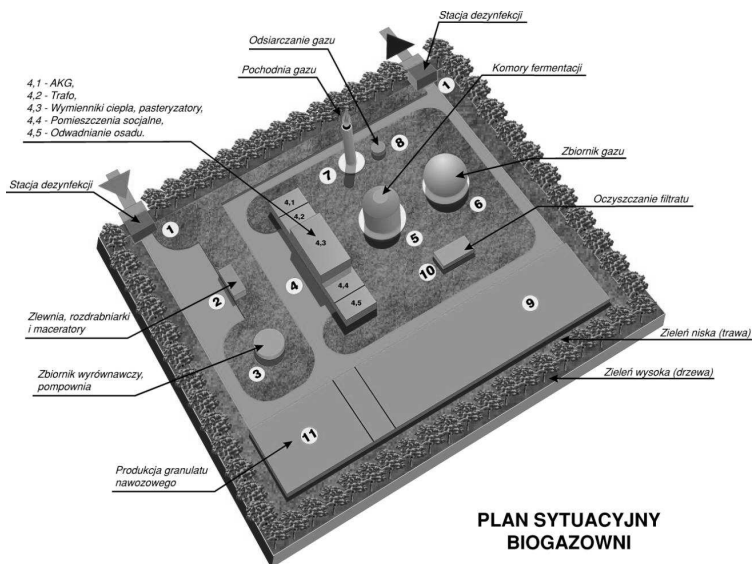
bioelektrowni) zrzucana jest do rzeki lub innego odbiornika (kanalizacja, staw, jezioro itp.). W systemie uwadniania substratów wykorzystywana jest również woda opadowa gromadzona w zbiorniku, do którego doprowadzone jest systemem rynien i rur spustowych.

Osad ściekowy (retentat) z mikroocyszczalni kierowany jest do linii produkującej nawóz.

9. Biogaz z procesu fermentacji trafia do instalacji odsiarczania, po czym do zbiornika, a stamtąd do siłowni, gdzie napędza agregaty kogeneracyjne.

10. Energia elektryczna wytworzona w agregatach trafia w do sieci ZE lub innego lokalnego odbiorcy. Ciepło w 100% wykorzystane jest do produkcji granulowanego substytutu nawozu organicznego. Bioelektrownia na potrzeby własne zużywa około 10% wyprodukowanej energii elektrycznej, jednak ze względu na różnicę cen, jest to energia nabywana od zakładu energetycznego – całość energii wyprodukowanej jest sprzedawana.

11. W przypadku bilansowego braku ciepła do produkcji granulatu (co występuje programowo w biogazowniach), uzyskujemy je z paneli słonecznych – solarów, zainstalowanych na obiektach bioelektrowni.



12. **Zaproponowana technologia jest procesem hermetycznym**, a tym samym nie generuje odorów – w nielicznych miejscach: rozładunku czy przeładunku substratów mogą być stosowane odciągi i neutralizacja odorów w filtrach biologicznych, jak również trójkomorowe śluzy zrzutowe.

13. **W wyniku stosowania przedstawionej technologii nie powstają jakiegokolwiek odpady**. Woda wykorzystana jest w systemie zamkniętym, a osad pofermentacyjny przetwarzany na nawóz. Uszlachetniaczem nawozu jest również siarka pozyskana w procesie odsiarczania biogazu.

14. **Przedstawiona technologia pozwala na zagospodarowanie dowolnych odpadów i produktów organicznych**.

15. Technologia ELECTRA© jest technologią innowacyjną.

W komorach fermentacyjnych bioelektrowni pracującej w technologii ELECTRA® wykorzystano pionowe mieszadło szczelinowe, stanowiące również przedmiot zgłoszenia patentowego opracowanego również przez zespół autorów technologii ELECTRA©.

Zastosowanie tego mieszadła pozwala na szybsze i efektywniejsze wygazowanie substratów. Technologia ELECTRA© została zgłoszona do Urzędu Patentowego RP pod numerem P-38790



W technologii ELECTRA© zrealizowano bioelektrownię pracującą w oczyszczalni ścieków komunalnych w Żyrardowie. W obiekcie, ze względu na podpisane wcześniej umowy z rolnikami na odbiór osadu ściekowego w postaci odwodnionej nie zrealizowano

linii do granulowania. Odwadnianie osadu do około 30% s.m. odbywa się w prasie taśmowej.

Aktualnie projektuje się kilka bioelektrowni, które będą pracowały w technologii ELECTRA®. Są to m.in.:

1. bioelektrownia w gminie Mircze (woj. lubelskie) – moc elektryczna około 1,2 MWel – technologia ELECTRA 2© – podstawowy substrat: kiszonka z buraka energetycznego;
2. bioelektrownia w gminie Giżycko (woj. warmińsko-mazurskie) – moc elektryczna około 0,6 MWel – technologia ELECTRA© – podstawowy substrat: gnojowica świńska oraz kiszonka z buraka energetycznego;
3. dwie bioelektrownie w gminie Wolsztyn (woj. wielkopolskie) – moc elektryczna około 1,2 MWel każda – technologia ELECTRA 3© – podstawowy substrat: bezściółkowy pomiot drobiowy oraz kiszonka z buraka energetycznego;
4. dwie bioelektrownie w gminie Sokoły (woj. podlaskie) – moc elektryczna około 1,2 MWel – technologia ELECTRA 1© i ELECTRA 2© – podstawowy substrat: kiszonka z buraka energetycznego, gnojowica świńska i bydłęca, obornik świński, odpady gastronomiczne, kiszonka z traw (1 pokos – wykoszenia w Narwiańskim Parku Narodowym);
5. bioelektrownia w gminie Klukowo (woj. podlaskie) – moc elektryczna około 1,2 MWel – ELECTRA 2© – podstawowy substrat: kiszonka z buraka energetycznego, gnojowica bydłęca, obornik bydłęcy, osady ściekowe z przydomowych oczyszczalni ścieków;

6. bioelektrownia w gminie Stare Czarnowo (woj. zachodniopomorskie) – moc elektryczna około 1,6 MWel – technologia ELECTRA 2© – podstawowy substrat: kiszonka z buraka energetycznego, gnojowica i obornik bydłocy;
7. bioelektrownia w gminie Dolsk (woj. wielkopolskie) – moc elektryczna około 1,2 MWel – technologia ELECTRA 2© – podstawowy substrat: gnojowica świńska, kiszonka z buraka energetycznego.

W oparciu o technologię ELECTRA© we wszystkich jej wariantach, opracowano „Wstępne założenia techniczno-ekonomiczne” dla 22 bioelektrowni, których realizacja przewidziana jest na lata 2010-2012. Prowadzone są rozmowy na temat realizacji bioelektrowni w technologii ELECTRA© z kilkoma nowymi inwestorami (funduszami inwestycyjnymi i grupami kapitałowymi) oraz z inwestorami zagranicznymi, mającymi zamiar inwestować w polską bioenergetykę.

Krzysztof Puzdrowski*

WELTEC BIOPOWER® – EFEKTYWNOŚĆ ZE STALI SZLACHETNEJ

Od momentu powstania w 2001 roku firma WELtec BioPower® zaprojektowała, zbudowała i serwisuje ponad 250 instalacji biogazowych, które znajdują się w 23 krajach w większości europejskich ale również w Stanach Zjednoczonych a nawet Japonii. Pomimo tego, że jest relatywnie młodą firmą, jej macierzyste spółki: Erich Stallkamp ESTA GmbH i WEDA GmbH czerpią wiedzę z wielu lat swojej historii. Połączenie wieloletniego doświadczenia i nowoczesnego myślenia umożliwia dostawę kompletnych biogazowni z jednego źródła. Oferujemy instalacje, których producentami głównych komponentów są macierzyste spółki. Zaletą jest niezmienna, wysoka jakość w każdym miejscu na świecie.

Udany projekt biogazowy bazuje na obszernej wiedzy z zakresu wielu dziedzin. Nasi kompetentni doradcy wspierają inwestora na każdym etapie jego realizacji.

Do tego należy między innymi:

- rzetelne określenie wielkości i parametrów instalacji;

* Erich Stallkamp Polska Sp. z o.o., Noskowo 1, 76-122 Wrześnica
tel./faks: +48 59 810 75 91; k.puzdrowski@stallkamp.pl.

- szacowanie opłacalności i dobór koncepcji finansowania;
- budowa w opcji „pod klucz” lub jako kompletny montaż;
- uruchomienie biogazowni i przeszkolenie obsługi;
- analityczne, technologiczne poradnictwo w celu uzyskania stabilnej i optymalnej produkcji biogazu.

Ponieważ kompletne instalacje wymagają również kompleksowego pakietu serwisowego, dlatego ich płynną pracę zapewnia firmowy serwis a dział biotechnologiczny, jak również zespół badawczo-rozwojowy gwarantują nadzór bazujący na najnowszych zdobyczach techniki.

Dlaczego stal szlachetna?



Już od wielu lat w przemyśle mleczarskim i chemicznym stosuje się wyłącznie stal nierdzewną. Tak samo biogaz zawiera siarkowodór i amoniak, które niszczą niezabezpieczone powierzchnie. Aby przedłużyć

żywołność najważniejszych i najdroższych elementów składowych biogazowni WELtec BioPower® stosuje stal szlachetną, która jest odporna na korozję oraz jest chemicznie i biologicznie neutralna. Dlatego w komorach fermentacyjnych stosuje się w obszarze styku blachy z fermentującą masą - stal nierdzewną V2A (1.4301/AISI 304) natomiast z biogazem – stal kwasoodporną V4A (1.4571/AISI 316Ti)

Rozwiązania na miarę potrzeb



Ponieważ bardzo często inwestorzy poszukują indywidualnych rozwiązań, dlatego modułowe biogazownie WELtec BioPower® idealnie spełniają ich oczekiwania – od małych instalacji kompaktowych, które można w każdej chwili rozbudować do kompleksowych parków biogazowych. Optymalnie dobrane i wzajemnie dopasowane technologie przygotowania substratów, ich rozdrobnienie a w niektórych przypadkach pasteryzacja,

są bazą solidnie funkcjonujących instalacji. Poza tym duże znaczenie ma precyzyjne, w wysokim stopniu zautomatyzowane sterowanie pracą instalacji, nadzorowaną poprzez Internet.

Dlatego stosowane są tylko sprawdzone elementy, które w większości zaprojektowane i wykonane zostały przez specjalistów firmy WELtec i jej spółek macierzystych oraz wraz z rozwojem techniki są stale przez nich optymalizowane. Do nich należą na przykład:

- przygotowanie substratów do fermentacji;
- komory fermentacyjne i ich wyposażenie;
- system mieszania;
- system sterowania;
- urządzenia do higienizacji;
- oraz zagospodarowania masy pofermentacyjnej.

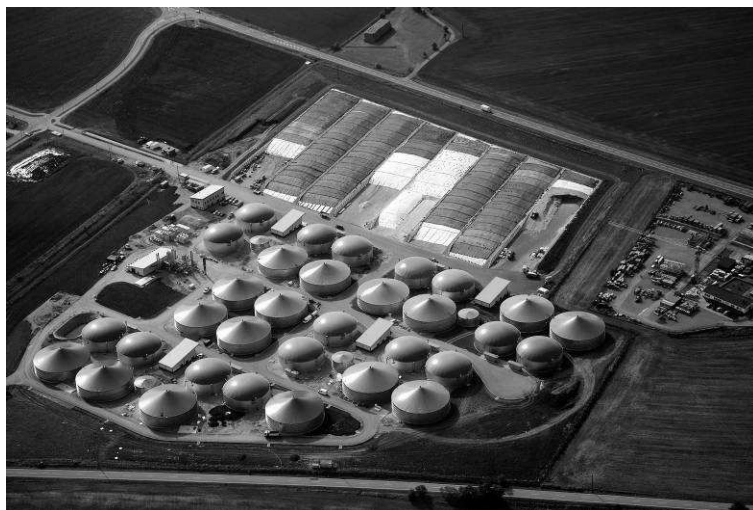
W Niemczech zbudowano do końca 2007 roku około 3.750, głównie rolniczych biogazowni, które zasilane są biomasą roślinną, taką jak kukurydza lub inne podobne surowce. Biogazownie mają ogromne zastosowanie nie tylko w rolnictwie, lecz szczególnie ich przemysłowe wykorzystanie otwiera wielostronne możliwości. Korzystne ekonomicznie może być włączenie do procesu produkcyjnego biogazowni, wytwarzającej własny prąd i ciepło, co może prowadzić również do uniezależnienia się od dostaw energii. Poza tym można tanio utylizować odpady organiczne osiągając dodatkowe zyski.

Zagospodarowanie masy pofermentacyjnej nabiera coraz większego znaczenie dla użytkowników biogazowni. WELtec BioPower® oferuje również i w tym zakresie różne rozwiązania, które zajmują się oddzieleniem fazy stałej od płynnej, jej suszeniem

i zastosowaniem jako nawóz stały lub opał. W celu obniżenia kosztów suszenia można wykorzystać ciepło nadmiarowe powstałe w czasie spalania biogazu w agregacie kogeneracyjnym. Poprzez zastosowanie odpowiedniej techniki można realizować przemyślane i korzystne systemy.

Biometan – krok w przyszłość

Nowym rozwiązaniem wykorzystania biogazu przez firmę WELtec BioPower® jest jego uszlachetnianie. Uzyskany biogaz zostaje w specjalnym procesie oczyszczony do parametrów gazu ziemnego i już jako biometan może zasilać sieć gazową. W miejscowości Könnern (Saksonia) WELtec BioPower® po około 11 miesiącach budowy uruchomiony został obecnie największy na świecie park biogazowy z technologią oczyszczania biogazu. Planuje się również następne tego typu instalacje.



SCIENCE2BUSINESS – PROJEKT WSPARCIA DLA INNOWACYJNYCH TECHNOLOGII

Science2Business („od pomysłu do przemysłu”) to największy polski inkubator innowacyjności służący pomocą polskim naukowcom, inżynierom i pomysłodawcom w komercjalizacji pomysłów, ochronie własności intelektualnej, a także budowaniu firm, które mają czerpać zyski z innowacji. Na powstałe przy inkubatorze firmy czeka wsparcie ekspertów, zaplecze do testów i badań oraz do 200 tys. EURO. Science2Business działa w bardzo perspektywicznych branżach: biotechnologia (i telemedycyna), energia odnawialna oraz technologie informatyczne i mobilne. Do inkubatora mogą zgłaszać się pomysłodawcy z całego kraju.

Inkubator innowacyjności **Science2Business** to projekt dofinansowany z unijnego Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka, 2007-2013, Priorytet 3.1 – Inicjowanie działalności innowacyjnej. Projekt został pozyskany przez Fundację na Rzecz Budowy Społeczeństwa Opartego na Wiedzy „Nowe Media” z Olsztyna. **Science2Business** współpracuje bezpośrednio z Centrum Innowacji i Transferu Technologii Lubelskiego Parku Naukowo-Technologicznego; Instytutem Maszyn Przepływowych im. Roberta Szwalskiego Polskiej Akademii Nauk

w Gdańsku; Politechniką Warszawską, Wydział Elektroniki i Technik Informatycznych, Instytut Informatyki oraz Uniwersytetem Warmińsko-Mazurskim w Olsztynie.



Science2Business wypełnia tzw. lukę kapitałową. Stanowi pierwsze, najistotniejsze ogniwo w łańcuchu finansowania „od pomysłu do przemysłu”. Dzięki niemu nowatorskie rozwiązania i zyski z ich komercjalizacji mogą pozostawać w Polsce, a nie wyjeżdżać z kraju, czasem oddane za ułamek ich wartości. Rolą inkubatora jest pobudzenie szerokiej grupy naukowców, inżynierów i pomysłodawców, a także przedstawiciele biznesu do rozwoju innowacyjnych technologii, budowania na ich bazie dochodowych firm.

Wsparcie, które **Science2Business** oferuje naukowcom i pomysłodawcom to m.in. ocena możliwości komercjalizacji pomysłów i ich potencjału rynkowego, a także ochrona własności intelektualnej i przemysłowej. Autorzy innowacji mają dostęp do infrastruktury umożliwiającej testy i prototypowanie oraz do sieci ekspertów branżowych. Istotną pomocą jest również tworzona w ramach inkubatora strategia komercjalizacji i wdrożenia poszczególnych projektów, a co za tym idzie wsparcie przy tworzeniu i zarządzaniu

firmami wprowadzającymi innowacje na rynek. Firmy powstałe wokół pomysłów zgłoszonych do inkubatora mają szansę na dofinansowanie w kwocie do 200 tys. EURO, a także pomoc w pozyskiwaniu dalszych funduszy.

Celem inicjatywy jest zwiększenie liczby przedsiębiorstw działających w oparciu o nowatorskie rozwiązania z zakresu biotechnologii (i telemedycyny), energii odnawialnej oraz technologii informatycznych i mobilnych. Naukowcy, inżynierowie, pomysłodawcy, którzy chcą zgłosić projekt do realizacji w inkubatorze **Science2Business** mogą skorzystać z formularza zamieszczonego na stronie internetowej www.science2business.pl.

Bliższych informacji udzielają przedstawiciele **Science2Business**:

- Krzysztof Czaplicki, tel. 509 29 35 86,
e-mail: k.czaplicki@science2business.pl oraz
- Mirosław Obarski, tel. 601 97 55 30,
e-mail: m.obarski@science2business.pl.

Pomysłodawcy z dziedziny energetyki odnawialnej, w tym także z obszaru energetyki opartej na źródłach biomasy i biogazu mogą zgłaszać się do partnera projektu Instytutu Maszyn Przepływowych PAN (kontakt):

- Piotr Lampart, tel: 58 69 95 266,
e-mail: lampart@imp.gda.pl.



**GDAŃSKA WYŻSZA
SZKOŁA ADMINISTRACJI**
www.gwsa.pl

studia **INŻYNIERSKIE**



**ZARZĄDZANIE
I INŻYNIERIA PRODUKCJI**

NOWOŚĆ

**7-semesterne
studia inżynierskie**

prowadzone
na Wydziale Studiów Inżynierskich
Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji

NOWOŚĆ



**studia licencjackie
inżynierskie**

7-semestralne studia inżynierskie kończą się uzyskaniem tytułu zawodowego inżyniera, specjalisty w zakresie zarządzania i inżynierii produkcji. Celem kształcenia interdyscyplinarnego na studiach inżynierskich na kierunku ZARZĄDZANIE I INŻYNIERIA PRODUKCJI jest wykształcenie specjalistów, którzy potrafią łączyć nowoczesną wiedzę i umiejętności inżynierskie z praktyką gospodarczą. Zmiany w systemie społecznym i gospodarczym kraju wynikające z dokonujących się i już dokonanych przeobrażeń w gospodarce, powstanie małych i średnich firm, restrukturyzacja przemysłu czy prywatyzacja przedsiębiorstw zmuszają inżyniera do pełnienia podwójnej roli: twórcy techniki i menedżera. Rozszerzył się więc zakres zadań, jakie stawiane są inżynierom. W szczególności oczekuje się od nich, oprócz wiedzy specjalistycznej w określonej dziedzinie techniki, również umiejętności w zakresie ekonomii, zarządzania, marketingu, rachunkowości, finansów, prawa, ekologii, logistyki itp.



przedmioty kształcenia ogólnego

Technologia informacyjna

Język obcy

Wstęp do socjologii

Filozofia

Wychowanie fizyczne

przedmioty podstawowe

Matematyka

Statystyka

Badania operacyjne w inżynierii

Fizyka

Ekonomia

Prawo gospodarcze

Marketing i badania marketingowe

Ekologia i zarządzanie środowiskowe

przedmioty kierunkowe

Zarządzanie

Zarządzanie zasobami ludzkimi

Rachunek kosztów dla inżynierów

Zarządzanie produkcją i usługami

Zarządzanie jakością i bezpieczeństwem

Logistyka w przedsiębiorstwie

Projektowanie inżynierskie

Grafika inżynierska

Procesy produkcyjne

Automatyzacja i robotyzacja procesów produkcyjnych

Informatyka i komputer. wspomaganie prac inżynier.

Zarządzanie strategiczne

Public relations

Organizacja produkcji

Inżynieria wytwarzania

Podstawy elektrotechniki i elektroniki

Podstawy konstrukcji i eksploatacji maszyn

Inżynieria systemów produkcyjnych

OFERTA WYDAWNICZA



Wydawnictwo

Gdańskiej Wyższej Szkoły Administracji

80-656 Gdańsk, ul. Wydmy 3, 058 305 08 12, 058 305 08 89
wydawnictwo@gwsa.pl www.gwsa.pl/wydawnictwo

Zawsze aktualna oferta dostępna pod adresem:
www.gwsa.pl/wydawnictwo.



tytuł: **Globalne i regionalne problemy ochrony środowiska**

autor: **praca zbiorowa**

ISBN 83-89762-06-4, rok wyd. 2006, stron 424

Praca zbiorowa, której tematem przewodnim są problemy ochrony środowiska, tak pod względem technicznym i organizacyjnym, jak i ekonomicznym czy społecznym. W książce zawarto cztery rozdziały:

Rozdział I. Procesy globalizacji a środowisko naturalne

Ochrona środowiska naturalnego jako problem globalny wpływający na stosunki międzynarodowe.

Społeczna (i ekologiczna) odpowiedzialność biznesu.

Methodological Problems of International Tax Law.

The Opportunities and Requirements of Universities when offering Environmental Studies.

O nową filozofię ochrony środowiska naturalnego.

Etyczny model decyzyjny.

Najważniejsze koncepcje ochrony środowiska przyrodniczego.

Promocja zdrowia i higieny psychicznej a świadomość ekologiczna (dylematy i kontrowersje).

Globalny lęk przed genetycznie modyfikowaną żywnością. Analiza ramowa dyskursu publicznego.

Rozdział II. Aspekty techniczno-ekologiczne ochrony środowiska

Koncentracja pierwiastków chemicznych w środowisku a aktywność enzymów antyoksydacyjnych we krwi bociana białego *Ciconia ciconia*.

Ekofizjologiczne aspekty stresu oksydacyjnego we krwi bociana białego (*Ciconia ciconia*) w zmiennych warunkach środowiska.

Experimental research for estimate of character of xenobiotics combined effect under its successive action.

Wpływ wykorzystania źródeł energii cieplnej na środowisko.

L-arginine treatment of Lead toxicity in rats.

Wykorzystanie nowoczesnych technologii informatycznych w monitorowaniu środowiska naturalnego.

Rozdział III. Ekonomiczno-finansowe problemy ochrony środowiska

Możliwości pozyskiwania środków finansowych na realizację przedsięwzięć proekologicznych.

Wpływ infrastruktury transportu na środowisko naturalne.

Educational concept of Eco-Management and Audit Scheme (EMAS) at Slovakian Universities.

Europejskie organizacje i stowarzyszenia ekologiczne.

Perspektywa finansowa na lata 2007-2013 a szanse rozwoju zacofanych regionów UE.

Ekorozwój w Regionie Bałtyckim.

Theoretical basis of economic instruments in environmental protection.

Rozdział IV. Ochrona środowiska – szczebel regionalny i lokalny

Regulacje prawne w obszarze zarządzania środowiskowego.

Regulacja zagadnienia ochrony środowiska w konstytucjach krajów Europy Środkowej i Wschodniej.

Udział społeczeństwa elementem wdrażania systemu zarządzania środowiskowego EMAS w gminach.

Hygienic estimation of Lviv region water.

Criteria of shaping up Ukraine ecological policy.

Ukraine before and after Chernobyl social and medical aftermath of the disaster in Chernobyl as a result of Soviet ecological policy.

Broń chemiczna zatopiona w Morzu Bałtyckim po drugiej wojnie światowej.

Realizacja polityki zrównoważonego rozwoju – zadania samorządu i administracji publicznej (na przykładzie Gdańska w aspekcie ochrony środowiska naturalnego).

Miejsce i rola Polski w ochronie naturalnego środowiska Bałtyku.

