

Miscellanea

PIOTR SULEWSKI, EDWARD MAJEWSKI
ADAM WAŚ, MAGDALENA SZYMAŃSKA
AGATA MALAK-RAWLIKOWSKA, ALEKSANDRA FRAJ
Szkola Główna Gospodarstwa Wiejskiego
ADRIAN TRZAŚKI, ANDRZEJ WISZNIEWSKI
Politechnika Warszawska
MAREK AMROZY
Narodowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
Warszawa

DOI: 10.5604/00441600.1196369

UWARUNKOWANIA EKONOMICZNO-PRAWNE I OPLACALNOŚĆ INWESTYCJI W BIOGAZOWNIE ROLNICZE W POLSCE*

Abstrakt

W artykule przeanalizowano opłacalność biogazowni rolniczych, które mogą być uruchamiane w polskich gospodarstwach prowadzących produkcję zwierzęcą. Ze względu na wysokie nakłady inwestycyjne, kluczową – z perspektywy rolników – jest kwestia mechanizmu wsparcia finansowego. Analizę efektywności inwestycji przeprowadzono przy założeniu trzech wariantów mocy jednostki kogeneracyjnej zainstalowanej w biogazowni. Dodatkowo rozpatrzono dwa scenariusze wsparcia finansowego odnoszące się do starego „systemu zielonych certyfikatów” oraz nowego mechanizmu wynikającego z „Ustawy o odnawialnych źródłach energii”. Nowy mechanizm, który powinien obowiązywać od 2016 r., zakłada wsparcie odnawialnych źródeł energii poprzez ceny gwarantowane (najmniejsze instalacje) oraz system akcji i gwarancje odkupu energii (większe instalacje).

* Artykuł powstał w ramach realizacji projektu „BioEnergy Farm II – Manure, the sustainable fuel for the farm”, współfinansowanego przez Unię Europejską z Programu *Intelligent Energy Europe Programme of the European Union* (Contract N°: IEE/13/683/SI2.675767) i współrealizowanego w Polsce przez Fundację Nauka i Edukacja dla Agrobiznesu oraz Narodową Agencję Poszanowania Energii.

Wyniki analiz wskazują na silną zależność efektów finansowych od mechanizmu wsparcia. Przy przyjętych założeniach można stwierdzić, że inwestycje w biogazownie rolnicze na obecnym etapie rozwoju rynku charakteryzują się w zasadzie brakiem opłacalności.

Słowa kluczowe: biogazownie, odnawialne źródła energii, gospodarstwo rolne.

Wstęp

Zagadnienie rzadkości zasobów stanowi jeden z kluczowych problemów ekonomii. W kontekście zasobów naturalnych nie odnosi się ono tylko do wymiaru ich ograniczoności względem ludzkich potrzeb, ale także do aspektu ich wyczerpywania się w czasie. Problematyka ta pozostaje przedmiotem rozważań ekonomistów od wielu lat¹, jednak szczególnego znaczenia nabrała w drugiej połowie XX wieku, gdy dostrzeżono negatywne konsekwencje intensywnego rozwoju gospodarczego. Wiązały się one nie tylko z zagrożeniem wyczerpywania się zasobów naturalnych, ale także z szeregiem środowiskowych efektów zewnętrznych, towarzyszących np. pozyskiwaniu energii z surowców kopalnych. Przejawem tych efektów są takie zjawiska, jak: imisje, emisje, zmiany krajobrazu i wiele innych form wpływu działalności człowieka na systemy ekologiczne (Pieńkowski, 2012), a w konsekwencji także na zmiany klimatyczne. Za przełomowy moment w postrzeganiu wzajemnych relacji między środowiskiem naturalnym a gospodarczą działalnością człowieka można uznać opublikowanie przez zespół G. Brundtland raportu pt. „Nasza wspólna przyszłość” (United Nations, 1987), który na stałe do języka polityki i ekonomii wprowadził pojęcie trwałego rozwoju². Wobec istniejących problemów, ogólną ideę trwałości zaczęto operacjonalizować, poszukując wymiarów i działań umożliwiających realne rozwiązywanie kwestii związanych z negatywnym oddziaływaniem człowieka na środowisko (Pezzey i Toman, 2002). Jednym z praktycznych obszarów działań stało się poszukiwanie nowych źródeł energii, które pozwoliłyby na zastąpienie surowców kopalnych, a jednocześnie miałyby charakter odnawialny i sprzyjałyby ograniczeniu zanieczyszczenia środowiska. Ramy programowe dla krajów UE wyznacza w tym przypadku tzw. „pakiet energetyczny 3×20” z 2007 roku, który zakłada do 2020 redukcję gazów cieplarnianych o 20% względem stanu z roku 1990, zwiększenie o 20% efektywności energetycznej oraz osiągnięcie 20% udziału odnawialnych źródeł ener-

¹ Można tu przywołać chociażby teorię Malthusa z 1798, która była wyrazem troski o możliwości trwałego rozwoju ludzkości przy ograniczonych zasobach ziemi (w konsekwencji ograniczonych możliwościach produkcji żywności). W XIX wieku angielski ekonomista William Jevons (Pieńkowski, 2012) podnosił też kwestię wyczerpujących się zasobów węgla i wpływu tego zjawiska na możliwości dalszego rozwoju brytyjskiej gospodarki, do czego zresztą nawiązywały późniejsze prace Klubu Rzymskiego.

² Nieco wcześniej, bo w latach siedemdziesiątych ubiegłego wieku, Klub Rzymski opublikował opracowanie pt. „Granice wzrostu”, w którym rozpatrywano możliwości dalszego rozwoju cywilizacji wobec ryzyka wyczerpywania się zasobów naturalnych (Meadows i in., 1972).

gii³ (OZE) w ogólnym bilansie energetycznym. Polska ma obowiązek uzyskania 15% udziału OZE (URE, 2012). Istotny wzrost znaczenia energii ze źródeł odnawialnych zakładają też rządowe projekty długoterminowego rozwoju kraju (Ministerstwo Gospodarki, 2015).

Według danych British Petroleum (BP, 2015), odnawialne źródła energii zaspokajają zapotrzebowanie energetyczne świata w 9,8%, z czego aż 6,8% przypada na energetykę wodną. Statystyki te nie obejmują jednak energii z tradycyjnego spalania drewna i biomasy, których uwzględnienie w rachunku powoduje, że udział źródeł odnawialnej energii w globalnym zaspokajaniu potrzeb energetycznych sięga około 19% (REN21, 2014). Pominięcie energetyki wodnej i tradycyjnego spalania biomasy sprawia, że udział pozostałych, postrzeganych jako bardziej nowoczesne, źródeł energii odnawialnej to zaledwie około 2,5% w „miksie” energetycznym w skali świata. Należy jednak podkreślić występujące w tej kwestii duże zróżnicowanie regionalne, np. średnio w UE wskaźnik ten osiągnął w 2014 r. prawie 7,5%, a Polsce 4,1% (BP, 2015). Pomimo że wartości te należy uznać jako ciągle względnie niskie, to jednak podkreślenia wymaga fakt dynamicznego rozwoju energetyki bazującej na odnawialnych źródłach energii w ostatnich latach. W przeliczeniu na ekwiwalent ropy ilość wytwarzanej energii ze źródeł odnawialnych (bez elektrowni wodnych) między rokiem 2000 a 2014 w skali świata wzrosła sześciokrotnie, ponad ośmiokrotnie w przypadku krajów UE i ponad pięćdziesięciokrotnie w przypadku Polski (kluczowe znaczenie dla tak dużego wskaźnika wzrostu miał niski poziom bazowy). Rozwój ten odbywa się jednak w znacznym stopniu w efekcie subsydiowania inwestycji przez rządy poszczególnych państw, gdyż mimo tego, że „paliwo” dostępne jest za darmo, to technologie jego efektywnego wykorzystania pozostają nadal względnie drogie, pomimo postępującego spadku ich cen. To przekłada się na znacznie wyższe koszty wytworzenia jednostki energii niż w przypadku energii pozyskiwanej z paliw kopalnych (AiS, 2015; Kost i in., 2013). Fakt intensywnego subsydiowania energii ze źródeł odnawialnych prowadzi też do licznych kontrowersji dotyczących ekonomicznej zasadności prowadzenia działań, których tłem są – według niektórych autorów – dyskusyjne założenia polityczne (Jankowski, 2014). Wydaje się, że w aktualnej fazie rozwoju sektora OZE, osiągnięcie sformułowanych na forum międzynarodowym celów polityki klimatycznej nie będzie możliwe bez finansowego wspierania OZE.

Należy zauważyć, że wypełnienie norm wynikających chociażby z regulacji „3×20” może następować w sposób daleki od zasad leżących u podstaw jej sformułowania – przykładem może tu być praktyka współspalania biomasy, którą w niektórych przypadkach należy uznać jako „sztuczne” wypełnienie wymogów wynikających z międzynarodowych ustaleń. Wykorzystywanie bio-

³ Odnawialne źródła energii są różnie definiowane w różnych krajach i przez różnych autorów. W Polsce za najbardziej odpowiednią należy uznać definicję zamieszczoną w ustawie „Prawo energetyczne” (Ustawa, 1997).

masy jest uzasadnione w sytuacji, gdy jest ona spalana w miejscu wytworzenia. Transport biomasy na znaczne odległości wiąże się zazwyczaj z wysokimi kosztami, jak też dodatkową emisją spalin. Praktyka ta stała się popularna m.in. w Polsce dzięki subsydiowaniu współspalania biomasy w dużych blokach energetycznych. Zdaniem G. Wiśniewskiego (Forbes, 2012), prowadzić to może do sytuacji, w której emisje z tytułu transportu i zagospodarowania biomasy (dostarczanej często z odległych lokalizacji zagranicznych) są większe niż ograniczenia emisji wynikające z zastąpienia paliw kopalnych przez biomasę (wzrasta tzw. „śląd węglowy”).⁴

Odnawialne źródła energii, pomimo podstawowej zalety, jaką stanowi ograniczenie wykorzystania zasobów nieodnawialnych i redukcja emisji, charakteryzują się także pewnymi cechami znacząco ograniczającymi ich przydatność. Podstawowym problemem jest tu uzależnienie produkcji energii od przebiegu warunków atmosferycznych, co w szczególności dotyczy energii pozyskiwanej w ogniwach fotowoltaicznych i elektrowniach wiatrowych (Oniszcz-Popławska, 2011), czy też znacząca ingerencja w środowisko naturalne (np. elektrownie wodne) (Zabłocki, 2013). Dyskusyjne pozostaje również spalanie biomasy, której produkcja wiąże się m.in. z ograniczeniem zasobów gruntów ornych przeznaczonych dotychczas na produkcję żywności, jak też szeregiem innych negatywnych konsekwencji (Stankiewicz, 2012). Alternatywnym rozwiązaniem wolnym od wyżej wymienionych wad jest wytwarzanie biogazu rolniczego z odchodów zwierzęcych. W przeciwieństwie do energii pozyskiwanej z promieniowania słonecznego czy też wiatru, wytwarzanie biogazu rolniczego przynosi szereg dodatkowych korzyści. Można tu wskazać chociażby utylizację odpadów organicznych (zamiast celowego pozyskiwania biomasy na gruntach uprawnych), czy też dodatkową redukcję emisji metanu, amoniaku i tlenków azotu, które w przypadku niezagospodarowania materii organicznej, stanowiącej produkt uboczny produkcji rolniczej, emitowane byłyby do atmosfery. Warto jednak w tym miejscu wspomnieć, że część dostarczanej do gleby materii organicznej jest trwale z nią wiązana, co określane jest mianem sekwestracji węgla w glebie. Problematyka ograniczania emisji z rolnictwa jest szczególnie istotna, jeśli weźmie się pod uwagę fakt, że produkcja rolnicza stanowi znaczące ich źródło (Zieliński, 2014). Założenia nowych ram politycznych przewidują m.in. ograniczenie emisji z tzw. sektora non-ETS, obejmującego działalności nie ujęte w systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, do którego zalicza się także rolnictwo (Bańkowska, 2015). Poza tym korzystanie z biogazu zmniejsza zapotrzebowanie na energię konwencjonalną, podobnie jak w przypadku wykorzystywania innych rodzajów OZE. Co więcej, produkcja energii z biogazu nie jest uzależniona od warunków atmosferycznych, a to przekłada się na znacznie mniejsze waha-

⁴ Całkowita suma emisji gazów cieplarnianych wywołanych bezpośrednio lub pośrednio przez daną osobę, organizację, wydarzenie lub produkt (https://pl.wikipedia.org/wiki/Śląd_węglowy).

nia w ilości wytwarzanej energii w porównaniu do energii słonecznej czy wiatrowej. Szczególnie predysponowane do wytwarzania biogazu są gospodarstwa rolne prowadzące produkcję zwierzęcą, które z racji kierunku działalności dysponują odpowiednim substratem. Produkcja biogazu rolniczego stanowi także sposób na dywersyfikację działalności rolniczej. Według rządowego planu z 2010 roku (Curkowski i in., 2011), w Polsce do 2020 roku miało powstać ponad 2000 biogazowni rolniczych. W październiku 2015 roku zarejestrowanych było jednak jedynie 66 biogazowni rolniczych (w tym 8 należących do jednego wytwórcy) (ARR, 2015). Pomimo iż z perspektywy roku 2015 realizacja przyjętych celów wydaje się mało prawdopodobna, to otwartymi pozostają pytania o ekonomiczną zasadność propagowania biogazowni rolniczych jako nowoczesnego źródła energii odnawialnej, jak też ich potencjalną przydatność z punktu widzenia dywersyfikacji działalności gospodarstw.

Metodyka i kluczowe założenia badawcze

W kontekście przedstawionych uwarunkowań metodologicznych i poznawczych celem opracowania była ocena opłacalności inwestycji w biogazownie rolnicze, uwzględniająca zmieniające się uwarunkowania instytucjonalno-ekonomiczne, będące głównie efektem wprowadzenia w życie ustawy o odnawialnych źródłach energii (Ustawa, 2015). Ze względu na stosunkowo krótką historię sektora OZE w Polsce, jak też względnie niski stopień jego rozwoju, realizacja postawionego celu wymagała przyjęcia licznych założeń dotyczących różnych aspektów funkcjonowania biogazowni rolniczych.

Podstawowe założenia dotyczące wsparcia wytwarzania biogazu rolniczego wg ustawy o OZE

Przywołana ustawa wprowadza m.in. nowe mechanizmy wsparcia producentów energii ze źródeł odnawialnych. Dotychczasowy mechanizm wsparcia, który bazował na systemie certyfikatów⁵, będzie dostępny dla instalacji uruchomionych przed 2016 r. (właściciele tych biogazowni będą mogli wybierać, czy pozostać w starym systemie, czy przejść na nowe zasady). W nowym systemie wsparcia kluczowe znaczenie ma rozróżnienie producentów energii ze względu na zainstalowaną moc elektryczną. Uproszczony schemat wsparcia finanso-

⁵ System certyfikatów (świadectw pochodzenia energii) polega na wydawaniu przez URE producentom energii ze źródeł odnawialnych zbywalnego prawa majątkowego za każdą wytworzoną MWh energii elektrycznej. Producenci energii z OZE mogą sprzedawać uzyskane certyfikaty dużym zakładom energetycznym, które z mocy prawa zostały zobligowane do osiągnięcia w strukturze wytwarzanej energii odpowiedniego udziału OZE. Alternatywę dla zakupu świadectw pochodzenia energii stanowi uiszczenie przez dużych producentów energii tzw. opłaty zastępczej, której wysokość ustalana jest administracyjnie. Duża nadpodaż certyfikatów spowodowała na polskim rynku znaczący spadek ich cen i tym samym ograniczenie ich znaczenia we wspieraniu sektora OZE. Podstawowe rodzaje świadectw pochodzenia przysługujące mniejszym instalacjom to tzw. „zielone certyfikaty”. Bardziej szczegółowe informacje można znaleźć m.in. w ustawie „Prawo energetyczne” (Ustawa, 1997), czy też przewodniku opracowanym przez Towarową Giełdę Energii S.A. (TGE).

wego w zależności od zainstalowanej mocy przedstawiono w tabeli 1. Biorąc pod uwagę przywołane kryterium, ustawa wyróżnia mikroinstalacje (o mocy do 40 kW), małe instalacje (o mocy od 40 do 200 kW) oraz instalacje o mocy >200 kW. Dodatkowo wyodrębniono instalacje o mocy do 3 kW i 3-10 kW, które powszechnie określane są mianem „instalacji prosumenckich”, chociaż w ustawie takie sformułowanie nie pada.

Nowa ustawa wprowadza trzy zasadnicze mechanizmy wsparcia:

- system aukcyjny – dla instalacji OZE o mocy powyżej 40 kW, prowadzonych przez przedsiębiorstwa;
- system bilansowania, polegający na gwarancji odkupu nadwyżek energii, tzw. „net-metering”⁶ – dla instalacji o mocy do 40 kW, prowadzonych zarówno przez przedsiębiorstwa, jak i osoby fizyczne. Sprzedaż energii w tym systemie ma się odbywać przy cenie stanowiącej 100% ceny z poprzedniego kwartału na rynku konkurencyjnym (cena hurtowa);
- system „taryf gwarantowanych” (*feed in tariffs*) – w tym mechanizmie mikro-biogazownie mają zapewnioną cenę sprzedaży energii na poziomie 0,7 zł/kWh przez okres 15 lat.

Tabela 1

Schemat wsparcia OZE wg ustawy z 20 lutego 2015 r.

MOC INSTALACJI		MECHANIZM WSPARCIA	
Mikroinstalacje (do 40 kW)	< 3 kW	System bazujący na obowiązku zakupu nadwyżek energii - tzw. „net-metering”	cena 0,75 zł/ kWh (hydroenergia, energia wiatru i słońca)
	3-10 kW		1) biogaz rolniczy – 0,70 zł za 1 kWh; 2) biogaz pozyskany z surowców pochodzących ze składowisk odpadów – 0,55 zł za 1 kWh; 3) biogaz pozyskany z surowców pochodzących z oczyszczalni ścieków – 0,45 zł za 1 kWh; 4) hydroenergia – 0,65 zł za 1 kWh; 5) energia wiatru na lądzie – 0,65 zł za 1 kWh; 6) energia promieniowania słonecznego – 0,65 zł za 1 kWh.
	< 40 kW		Obowiązek odkupu nadwyżek energii po cenie wynoszącej 100% ceny na rynku konkurencyjnym (osoby fizyczne i przedsiębiorstwa)
Małe instalacje	40-200 kW	System aukcji (dla przedsiębiorstw)	
Pozostałe instalacje (duże)	> 200 kW		

Źródło: Opracowanie własne na podst. Ustawy z dn. 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

⁶ „Net-metering” – „opomiarowanie netto” to usługa dotycząca konsumenta energii będącego jednocześnie jej producentem (prosument). Energia wytwarzana przez prosumenta we własnej mikroinstalacji i dostarczana do lokalnej sieci dystrybucji jest rozliczana poprzez odejmowanie jej od ilości zużytej energii z sieci elektroenergetycznej.

W systemie aukcyjnym dostawcami energii z OZE będą właściciele projektów oferujący najniższe ceny energii (o zapotrzebowaniu decydować będzie państwo). Po wygranej aukcji otrzymają oni gwarancję odbioru energii po zaoferowanej cenie przez okres 15 lat (cena będzie korygowana wskaźnikiem inflacji). Punktem wyjścia do aukcji są ceny referencyjne ogłaszane przez Ministerstwo Gospodarki – przykładowo, dla biogazu cena referencyjna na 2016 rok ma wynosić 450 zł/MWh (Ministerstwo Gospodarki, 2015). Ogłaszane przez Ministerstwo Gospodarki ceny referencyjne będą uwzględniać w poszczególnych latach ewentualną możliwość skorzystania przez inwestora z dodatkowego wsparcia inwestycyjnego.

Założenia technologiczne

Podstawę procesów technologicznych zachodzących w biogazowni stanowi beztlenowy rozkład przez bakterie beztlenowe substancji organicznej, prowadzący do powstania mieszaniny gazów, w tym metanu (biometanu), stanowiącego oczekiwany produkt pracy instalacji. Uzyskiwany metan może być wykorzystywany do spalania w kotłach opałowych w celu wytworzenia energii cieplnej bądź wykorzystywany do zasilania agregatów wytwarzających energię elektryczną i ciepłą (kogeneracja), co stanowi podstawowy sposób jego zagospodarowania. Alternatywą może być uszlachetnianie biogazu do parametrów gazu ziemnego i włączanie do sieci gazowniczej lub wykorzystywanie do zasilania pojazdów mechanicznych, chociaż popularność tych rozwiązań jest niewielka. Ze względu na przedmiotowy zakres opracowania pominięte zostaną w tym miejscu szczegóły dotyczące technicznych aspektów produkcji i wykorzystania biogazu rolniczego, z którymi można się zapoznać w dość bogatej, zarówno krajowej, jak i zagranicznej, literaturze przedmiotu (np. Curkowski i in., 2011; MAE, 2009; KTBL, 2015; Paterson i in., 2015).

Analizę opłacalności przeprowadzono na przykładzie trzech modeli biogazowni o zróżnicowanym poziomie mocy elektrycznej (10 kW, 40 kW oraz 200 kW), pracujących w układzie kogeneracyjnym. Układ kogeneracyjny oznacza jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i cieplnej poprzez spalanie biogazu w silnikach cieplnych. Wybór poziomów mocy wynikał ze zróżnicowania systemu wsparcia operacyjnego, jakie ma być kierowane do tego typu obiektów według zapisów ustawy o OZE. Przyjęto nadrzędne założenie, że analizowane biogazownie mają charakter typowo rolniczy, a podstawowym źródłem substratu jest gnojowica bydlęca – liczbę zwierząt dobrano tak, aby zapewniły odpowiednią ilość substratu, przy określonych parametrach biogazowni⁷.

⁷ W analizach jako podstawę zaopatrzenia przyjęto gnojowicę bydlęcą (zakładając całoroczne przebywanie zwierząt w budynkach inwentarskich) uzupełnianą kiszonką z kukurydzy (kosubstrat). Jest to system fermentacji mokrej. Założono, że 1 sztuka duża wytwarza 24 m³/rok gnojowicy. Gnojowica, pomimo że jest najczęściej wykorzystywanym materiałem w biogazowniach rolniczych, charakteryzuje się jednak zbyt niską zawartością suchej masy w stosunku do potrzeb procesu biologicznego zachodzącego

W przypadku spalania biogazu w agregatach kogeneracyjnych, oprócz energii elektrycznej stanowiącej nie więcej niż 40% energii chemicznej biogazu, powstaje także energia cieplna, która jedynie w części jest wykorzystana na podtrzymanie procesów zachodzących w biogazowniach (ok. 30%). Pozostała część (po odliczeniu trudnych do uniknięcia strat energetycznych, wynoszących około 15%) może być zagospodarowana i stanowić dodatkowe źródło przychodów rolnika. W przypadku zagospodarowania jedynie energii elektrycznej, pozostała część energii pierwotnie zawartej w biogazie byłaby tracona. W warunkach typowego i względnie niewielkiego gospodarstwa rolnego część energii cieplnej może zostać bez większych problemów wykorzystana jako źródło ciepła użytkowego dla gospodarstwa domowego i budynków inwentarskich. W zależności od lokalnych i indywidualnych uwarunkowań problemem może być zagospodarowanie nadwyżki ciepła pozostającej w dyspozycji. W przeprowadzonych analizach założono dwa warianty dotyczące zagospodarowania energii cieplnej, tj. „tylko energia elektryczna” – oznaczający, że nadwyżka energii cieplnej ponad zapotrzebowanie procesów wewnętrznych i potrzeby gospodarstwa jest tracona, oraz „energia elektryczna + cieplna” – zakładający, że dodatkowo zagospodarowane jest (i stanowi źródło przychodów) 50% pozostającej w dyspozycji rolnika energii cieplnej.

Zakładane scenariusze

Analizy przeprowadzono przy założeniu dwóch systemów wsparcia biogazowni na poziomie operacyjnym:

- „nowego”, wynikającego z zapisów ustawy o OZE z 2015 r.,
- „dotychczasowego”, bazującego na wsparciu w formie certyfikatów pochodzenia energii.

Certyfikaty charakteryzują się dużą zmiennością cen, w związku z czym w odniesieniu do „dotychczasowego” systemu założono dwa scenariusze (pesymistyczny – „*PESM*” oraz optymistyczny „*OPTM*”), odzwierciedlające skrajne (z punktu widzenia wsparcia operacyjnego) uwarunkowania eksploatacji biogazowni rolniczych. Cenę „zielonych certyfikatów” w scenariuszu pesymistycznym przyjęto na poziomie historycznego minimum (z lipca 2015) odnotowanego na Towarowej Giełdzie Energii (Notowania TGE 2015), natomiast w scenariuszu optymistycznym na poziomie opłaty zastępczej wynoszącej w 2015 roku 300 zł / MWh⁸ (URE 2015). Wsparcie w formie „żółtych certyfikatów” kierow-

w komorze fermentatora. Oczekiwana zawartość suchej masy w substracie to około 11-15%, natomiast zawartość suchej masy w gnojowicy bydłowej to 8-11%. Założono więc taki dodatek kizsonki z kukurydzy, który umożliwił osiągnięcie zawartości suchej masy w substracie na poziomie 11,5%. Szczegółowe obliczenia przeprowadzono z wykorzystaniem kalkulatora opracowanego w ramach projektu BioEnergy Fram2 (dostępny na stronie <http://www.bioenergyfarm.eu/pl/>).

⁸ Nowa ustawa przewiduje wdrożenie mechanizmu zapobiegającego nadmiernemu spadkowi cen certyfikatów. Jeżeli cena zielonych certyfikatów notowanych na Towarowej Giełdzie Energii przez 3 miesiące będzie niższa niż 75% wartości opłaty zastępczej, wówczas zakłady energetyczne nie będą mogły uiszczać opłaty zastępczej, a zobligowane będą do nabywania świadectw pochodzenia energii. Rozwiązanie to ma w założeniu powstrzymać nadmierny spadek cen zielonych certyfikatów.

ne do właścicieli instalacji kogeneracyjnych (a więc też biogazowni przetwarzających biogaz w energię elektryczną i ciepłą), według Ustawy z dnia 14 marca 2014 r., stosowane będzie do końca 2018 roku. Cenę „żółtych certyfikatów” przyjęto na poziomie średnich notowań tego instrumentu w kontraktach z 2015 notowanych na Towarowej Giełdzie Energii w trybie ciągłym (<https://tge.pl/pl/464/rynek-praw-majatkowych>). Ze względu na krótki planowany okres obowiązywania instrumentu zrezygnowano w tym przypadku z rozważań scenariuszowych. „Żółte certyfikaty” podobnie jak „zielone” przysługują do 1 MWh energii elektrycznej z OZE (przy wysokosprawnej kogeneracji). Schemat rozważanych w pracy scenariuszy i wariantów przedstawia tabela 2.

Tabela 2

Zestawienie wariantów i scenariuszy rozważanych w pracy

		System wsparcia OZE							
		nowy				stary			
tylko energia elektryczna	energia elektryczna + ciepła	tylko energia elektryczna				energia elektryczna + ciepła			
		tylko zielone certyfikaty	certyfikaty „zielone + żółte”		tylko zielone certyfikaty	certyfikaty „zielone + żółte”			
		PESM ^a	OPTM ^a	PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM

^a PESM – scenariusz pesymistyczny, OPTM – scenariusz optymistyczny.

Założenia produkcyjne i organizacyjne

Szczegółowe założenia dotyczące wielkości instalacji, zapotrzebowania na substraty, zużycia energii przez gospodarstwo domowe oraz produkcji i cen energii zamieszczono w tabeli 3. W kontekście tych informacji należy zwrócić uwagę na kwestię skali produkcji zwierzęcej umożliwiającej funkcjonowanie biogazowni zasilanej głównie gnojowicą. W przypadku biogazowni o mocy 10 kW jest to ok. 30 sztuk dużych (SD)⁹, w przypadku mocy 40 kW – 116 SD, a dla instalacji 200 kW – ponad 540 SD. Przy założonych parametrach gnojowicy niezbędny jest dodatek kiszonki z kukurydzy (lub innego kosubstratu), co przy plonie 55 t/ha oznaczałoby konieczność przeznaczenia na jego wytworzenie odpowiednio 2,2 ha (przy 10 kW), 8,2 ha (przy 40 kW) oraz prawie 39 ha w przypadku największej z rozważanych instalacji. Oszacowana liczba zwierząt i powierzchnia do produkcji kosubstratu stanowią podstawowe parametry organizacyjne z punktu widzenia gospodarstwa rolnego. W rzeczywistości możliwe są jednak inne proporcje i skład substratu (jak też inne rozwiązania technologiczne, np. zastosowanie procesu fermentacji suchej).

⁹ Sztuka duża (SD) – jednostka przeliczeniowa inwentarza odpowiadająca zwierzęciu o masie 500 kg.

Tabela 3

Założenia technologiczne dotyczące produkcji energii w poszczególnych wariantach

Moc elektryczna kogeneratora	10 kW	40 kW	200 kW
Wartość inwestycji ^a (zł)	410 000	902 000	3 400 000
Produkcja energii elektrycznej brutto (kWh) ^b	69 765	291 768	1 453 529
Produkcja energii elektrycznej netto (kWh) ^b	63 593	268 042	1 341 873
Produkcja energii cieplnej brutto (GJ) ^b	402	1 430	6 472
Produkcja energii cieplnej netto (do wykorzystania) (GJ) ^b	215	743	3 323
Niezbędna liczba zwierząt ^b (SD)	30	116	545
Niezbędny dodatek kiszonki z kukurydzy (kosubstrat) (t/rok) ^c	120	450	2 130
Cena kiszonki z kukurydzy (zł/t) ^d	106	106	106
Powierzchnia GO przeznaczana pod kiszonkę (przy plonie 55 t)	2,2	8,2	38,7
Udział energii elektrycznej z biogazowni w energii zużywanej w gospodarstwie ^e	70%	80%	90%
Ilość energii zużywana w gospodarstwie rolnym i domowym (kWh/rok) ^f	5 182	18 528	68 308
Energia elektryczna z biogazowni na pokrycie potrzeb gospodarstwa rolnego (kWh)	3 627	14 823	61 477

^a Oszacowanie na podstawie oferty firm zamieszczonych w Podręczniku przygotowanym w ramach projektu BIOGAS3.

^b Obliczenia przeprowadzone z wykorzystaniem kalkulatora opracowanego w ramach projektu BioEnergy Fram2 (dostępny na stronie <http://www.bioenergyfarm.eu/pl/>).

^c Dodatek kiszonki z kukurydzy założono na poziomie zapewniającym 11,5% suchej masy w masie substratu (źródło wyliczeń j.w.).

^d Jako cenę kiszonki kukurydzy przyjęto koszt produkcji wg kalkulacji Mazowieckiego Ośrodka Doradztwa Rolniczego w Warszawie [<http://www.modr.mazowsze.pl/notowania-i-kalkulacje-cenowe>].

^e Założenie własne.

^f Szacunek na podstawie informacji o zużyciu energii wg. ewidencji z bazy FADN.

Zastosowane metody analizy

Podstawę oceny opłacalności inwestycji w poszczególnych rozwiązaniach stanowiły klasyczne metody oceny ich efektywności, takie jak: wartość zaktualizowanych przepływów pieniężnych (NPV), wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) oraz prosty okres zwrotu, jak też tzw. „rozłożony koszt produkcji energii” LCOE (*Levelized Cost of Electricity*), który zazwyczaj wykorzystywany jest do porównywania opłacalności wytwarzania energii elektrycznej z różnych źródeł, z uwzględnieniem „czasu życia” instalacji (Kost i in., 2013). Określenia wartości LCOE dokonano z wykorzystaniem formuły (Wiśniewski i in., 2013):

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{(I_t + M_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}; \quad (1)$$

gdzie:

LCOE – „rozłożony koszt produkcji energii elektrycznej” – jednostkowy uśredniony koszt produkcji energii elektrycznej w cyklu życia (zł/kWh),

I_t – nakłady inwestycyjne w t -tym roku,

M_t – koszty eksploatacyjne oraz koszty finansowe kredytu w t -tym roku,

E_t – produkcja energii elektrycznej w t -tym roku,

r – stopa procentowa.

Wyniki

Przeprowadzone analizy mają charakter rozważań scenariuszowych i odnoszą się jedynie do kwestii rachunku ekonomicznego, prowadzonego z punktu widzenia potencjalnego inwestora – rolnika, pomijając inne aspekty związane z szerokim kontekstem uwarunkowań realizacji inwestycji w OZE (choćby takich, jak efektywność wykorzystania środków publicznych, realizacja celów polityki klimatycznej itd., które stanowią przedmiot ożywionej dyskusji prowadzonej zarówno przez publicystów, polityków jak i naukowców). Należy jednocześnie podkreślić, że przyjęte założenia w znacznym stopniu determinują obserwowane wyniki, w związku z czym prezentowane kalkulacje należy traktować jako rozwiązania uśrednione, bazujące na wskazywanych w wykorzystanych źródłach wartościach przeciętnych. Ze względu na różnorodność możliwych rozwiązań technicznych oraz wpływ lokalnych uwarunkowań, zarówno nakłady inwestycyjne, jak też koszty i przychody z prowadzenia biogazowni mogą w indywidualnych przypadkach odbiegać od przedstawionych wyliczeń.

W tabeli 4 zamieszczono zestawienie rocznych kosztów produkcji, natomiast w tabeli 5 i 6 zestawienie przychodów w poszczególnych wariantach biogazowni, odnoszących się odpowiednio do „nowego” i „dotychczasowego” systemu wsparcia. W przychodach uwzględniono korzyści wynikające z eliminacji kosztów zakupu energii od operatorów sieciowych. Należy zwrócić uwagę, że ze względu na założony niepełny czas pracy generatora, część zapotrzebowania energetycznego gospodarstwa rolnego i domowego pokrywana jest energią z sieci energetycznej – pomimo ogólnej nadwyżki wytwarzanej energii.

Tabela 4

Oszacowane koszty produkcji energii w biogazowniach o zróżnicowanym poziomie mocy
(koszty jednakowe niezależnie od scenariusza wsparcia)

Wyszczególnienie	Moc elektryczna biogazowni		
	10 kw	40 kw	200 kw
Koszty kosubstratu (kiszonka z kukurydzy) (zł/rok)	12 720	47 700	225 780
Koszty eksploatacyjne (3,5%) ^a wartości inwestycji (zł/rok)	14 350	31 570	119 000
Koszty działalności razem (zł/rok)	27 070	79 270	344 780

^a Łącznie z kosztami dodatkowej pracy najemnej, założenie własne na podstawie oszacowania wynikającego z analizy oferty firm zamieszczonych w Podręczniku przygotowanym w ramach projektu BIOGAS3.
Źródło: Obliczenia własne.

W tabeli 7 zamieszczono oszacowanie „wyniku operacyjnego” w przeliczeniu na 1 MWh energii dla poszczególnych wariantów i scenariuszy. Określenie „wynik operacyjny” ma charakter umowny i oznacza różnicę pomiędzy wartością przychodów a kosztami działalności, obejmującymi koszty kosubstratu i koszty eksploatacyjne (bez kosztów amortyzacji i ewentualnych kredytów). Prezentowane wartości stanowiły podstawę rachunku zaktualizowanych przepływów pieniężnych NPV (*Net Present Value*) oraz wyznaczenia wewnętrznej stopy zwrotu IRR (*Internal Rate of Return*) w kolejnych etapach analizy. Użyte wyniki pozwalają na porównanie opłacalności produkcji na poziomie operacyjnym pomiędzy rozpatrywanymi obiektami w ujęciu jednego roku. Biorąc pod uwagę nowy system wsparcia OZE, można zauważyć, że najlepszy wynik cechuje najmniejszą biogazownię, co jest konsekwencją gwarancji wysokich cen sprzedaży. Najgorzej w tym ujęciu wypada biogazownia o mocy 40 kW, co wynika ze sprzedaży energii (gwarantowanej) po cenach hurtowych. Należy jednocześnie mieć na uwadze, że w pracy przyjęto założenie, iż moc biogazowni jest dostosowana do liczby zwierząt – „wynik operacyjny” osiągnąłby wyższą wartość, gdyby skala produkcji rolniczej gospodarstwa była większa niż wynika to z potrzeb biogazowni. Większa skala produkcji oznaczałaby większe zapotrzebowanie na energię, która na własne potrzeby wyceniana jest według cen detalicznych („uniknięty zakup”), znacząco wyższych niż ceny „hurtowe”, za które rolnik będzie mógł sprzedawać energię. W przypadku biogazowni 10 kW zwiększenie liczby zwierząt ponad zapotrzebowanie biogazowni nie miałoby dużego znaczenia (przy założeniu niezmienności pozostałych parametrów), gdyż ceny gwarantowane na sprzedaż energii i ceny detaliczne (zakupu energii) są do siebie zbliżone (odpowiednio 0,70 i 0,60 zł/kWh).

Tabela 5

Kalkulacja przychodów z produkcji energii w biogazowniach o zróżnicowanym poziomie mocy wg. zasad wsparcia zgodnych z systemem bazującym na certyfikatach pochodzenia energii („dotychczasowy” system)^a

Wyszczególnienie	Moc elektryczna kogeneratora		
	10 kW	40 kW	200 kW
Przychody z produkcji energii			
Ilość energii elektrycznej do sprzedaży (kWh)	59 240	251 581	1 279 495
Cena sprzedaży (zł/kWh) (na „rynku konkurencyjnym”)	0,17239	0,17239	0,17239
Wartość sprzedaży (zł)	10 212	43 370	220 572
Wartość energii z biogazowni zużywanej na własne potrzeby gospodarstwa (założono cenę detaliczną 0,60zł/kWh ^b)	2 612	9 877	37 426
Sprzedaż „zielonych certyfikatów”			
Cena „zielonych certyfikatów” – wariant pesymistyczny (zł/MWh)	99	99	99
Cena „zielonych certyfikatów” – wariant optymistyczny (zł/MWh)	300	300	300
Wartość wsparcia „zielone certyfikaty” – pesymistyczny	6 907	28 885	143 899
Wartość wsparcia „zielone certyfikaty” – wariant optymistyczny	20 930	87 530	43 6059
Sprzedaż „żółtych certyfikatów”			
Cena „żółtych certyfikatów”	110	110	110
Wartość wsparcia „żółte certyfikaty”	7 674,15	32 094,48	159 888,19
Przychody razem (zł) bez energii cieplnej			
Tylko „zielone certyfikaty”_PESM	19 731	82 132	401 898
Tylko „zielone certyfikaty”_OPTM	33 754	140 777	694 057
„zielone + żółte certyfikaty”_PESM	27 405	114 226	561 786
„zielone + żółte certyfikaty”_OPTM	41 428	172 872	853 945
Przychody razem (zł) z uwzględnieniem energii cieplnej			
Tylko „zielone certyfikaty”_PESM	25 444	101 852	490 125
Tylko „zielone certyfikaty”_OPTM	39 467	160 497	782 284
„zielone + żółte certyfikaty”_PESM	33 119	133 946	650 013
„zielone + żółte certyfikaty”_OPTM	47 141	192 591	942 172

^a Założona wartość kosztów kształtuje się identycznie jak w „nowym” systemie, stąd w prezentowanej tabeli zostały one pominięte.

^b Należy zauważyć, że wykorzystanie w gospodarstwie energii pochodzącej z biogazowni nie wpływa na wysokość opłat stałych (które nie zależą od ilości zakupywanej energii). Przyjęta cena powinna odnosić się więc jedynie do kosztów zakupu energii związanych ze składnikami zmiennymi. Rozbieżności w wysokości stawek opłat dla różnych taryf u różnych operatorów sprawiają, że przyjęte założenie jest pewnym uproszczeniem.

Źródło: Opracowanie własne.

Tabela 6

Kalkulacja przychodów z produkcji energii w biogazowniach o zróżnicowanym poziomie mocy wg zasad wsparcia zgodnych z ustawą o OZE z 2015 r. („nowy” system)

Wyszczególnienie	Moc elektryczna kogeneratora (kW)		
	10	40	200
Przychody z produkcji energii			
Sprzedaż energii elektrycznej (kWh)	59 240	251 581	1 279 495
Cena sprzedaży (zł/kWh)	0,70 ^a	0,17239 ^b	0,3825 ^c
Wartość sprzedaży (zł)	41 468	43 370	489 407
Wartość zużycia energii na własne potrzeby gospodarstwa (założono cenę detaliczną 0,64 zł/kWh) (zł/gospodarstwo)	2 612	9 877	37 426
Przychody – energia elektryczna razem (zł/gospodarstwo)	44 080	53 247	526 833
Przychody z produkcji energii			
Zagospodarowana energia cieplna (75% będącej w dyspozycji) (GJ)	161	557	2 492
Cena energii cieplnej (zł/GJ) ^d	35,4	35,4	35,4
Przychód – energia cieplna (zł/gospodarstwo)	5 714	19 720	88 227
Przychody razem z uwzględnieniem wykorzystania energii cieplnej (zł/rok)	49 794	72 967	615 060

^a Gwarantowana cena wg ustawy o OZE (Ustawa 2015).

^b Ceny hurtowe (ceny na rynku konkurencyjnym) wg URE.

^c Założenie na podstawie cen referencyjnych ustalonych przez Ministerstwo Gospodarki (2015) dla aukcji na 2016 rok (założono, że cena osiągnięta na aukcji jest o 15% niższa od referencyjnej).

^d Cenę ciepła ustalono jako odpowiednik kosztów ogrzewania przy założeniu korzystania z kotła węglowego o sprawności 50% i cenie węgla o wartości opałowej 23GJ/t na poziomie 700 zł/t.

Źródło: Opracowanie własne.

Oszacowana wartość „wyniku operacyjnego” po uwzględnieniu nakładów inwestycyjnych stanowiła podstawę szacunku NPV oraz IRR. Dodatkowo w analizach ujęto informację o prostym okresie zwrotu. Wyniki tych obliczeń zamieszczone zostały w tabeli 7. Należy podkreślić, że system bazujący na certyfikatach będzie „wygaszany”, w związku z czym rozważania dotyczące tego zagadnienia mają głównie charakter hipotetyczny.

Z przeprowadzonych analiz wynika, że żaden wariant biogazowni przy przyjętych założeniach nie generuje dodatniej wartości NPV w uwarunkowaniach „nowego” systemu wsparcia OZE. W przypadku najmniejszej biogazowni, również we wszystkich scenariuszach „starego” systemu, osiągnięto ujemne war-

tości NPV. W przypadku biogazowni o mocy 40 kW dodatnie przepływy wystąpiłyby jedynie przy założeniu optymistycznego scenariusza cen „certyfikatów pochodzenia” i przy jednoczesnym zagospodarowaniu powstającej w instalacji energii cieplnej. W wariancie instalacji o mocy 200 kW ujemne wyniki NPV w uwarunkowaniach „starego” systemu wsparcia wystąpiłyby tylko w scenariuszu pesymistycznym. Obserwowane w większości rozważanych przypadków wartości NPV korespondują z bezwzględnie niskim poziomem wewnętrznej stopy zwrotu. Mając na uwadze, że wewnętrzna stopa zwrotu oznacza maksymalne oprocentowanie kredytu zapewniające zerowe NPV, można stwierdzić, że w przypadku wsparcia OZE wg „nowych” zasad żaden wariant inwestycji nie skutkowałby stopą zwrotu wyższą niż założony poziom 5% (w większości przypadków okazała się ona mniejsza od zera).

Przy „starym” systemie wsparcia stopę IRR na poziomie przekraczającym 5% odnotowano tylko w scenariuszu optymistycznym (w odniesieniu do jednego wariantu instalacji 40 kW oraz wszystkich wariantów 200 kW).

Na dość pesymistyczne perspektywy wskazuje także szacunek prostego okresu zwrotu. W części wariantów, ze względu na ujemną wartość „wyniku operacyjnego”, wyznaczenie okresu zwrotu w ogóle nie było możliwe, a w części przekraczał on granice racjonalnie uzasadnionych rozważań (w tabeli 8 zamieszczono wyniki nie przekraczające 30 lat).

Tabela 7

Szacunkowy „wynik operacyjny” dla rozpatrywanych scenariuszy i wariantów biogazowni rolniczej (zł/MWh)

Wyszczególnienie	System wsparcia OZE									
	nowy			stary						
	tylko energia elektryczna	energia elektryczna + ciepła	tylko energia elektryczna				energia elektryczna + ciepła			
			tylko „zielone” certyfikaty		certyfikaty „zielone + żółte”		tylko „zielone” certyfikaty		certyfikaty „zielone + żółte”	
			PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM
10 kW	0,27	0,36	-0,12	0,11	0,01	0,23	-0,03	0,19	0,10	0,32
40 kW	-0,10	-0,02	0,01	0,23	0,13	0,35	0,08	0,30	0,20	0,42
200 kW	0,14	0,20	0,04	0,26	0,16	0,38	0,11	0,33	0,23	0,45

Źródło: Obliczenia własne.

Tabela 8

Wartość zaktualizowana przepływów netto (NPV), wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) oraz prosty okres zwrotu dla rozpatrywanych scenariuszy i wariantów funkcjonowania biogazowni rolniczej

Parametry oceny	Moc elektryczna instalacji	System wsparcia OZE									
		nowy					dotychczasowy				
		Wariant zagospodarowania energii									
		tylko energia elektryczna + ciepła					energia elektryczna + ciepła				
		Scenariusze sytuacyjne									
tylko energia elektryczna	tylko energia elektryczna + ciepła	tylko „zielone” certyfikaty	certyfikaty „zielone + żółte”	tylko „zielone” certyfikaty	certyfikaty „zielone + żółte”	PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM
NPV ^a (tys. zł)	10 kW	-222	-166	-463	-324	-443	-305	-407	-268	-387	-248
	40 kW	-1 116	-921	-831	-251	-748	-168	-636	-56	-553	27
	200 kW	-1 438	-566	-2 673	215	-2 259	629	-1 801	1 087	-1 387	1 501
IRR (%) ^a	10 kW	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0	<0
	40 kW	<0	<0	<0	0,3	<0	1,7	<0	4,0	<0	5,5
	200 kW	<0	2,3	<0	6,0	<0	8,0	<0	9,6	<0	11,8
Prosty okres zwrotu (lata) ^b	10 kW	24	18	-	-	-	-	-	-	-	29
	40 kW	-	-	-	15	-	13	-	11	-	10
	200 kW	19	13	-	10	-	9	23	8	19	7

^a Przy stopie procentowej równej 5%, okres eksploatacji 15 lat.

^b W przypadku ujemnych przepływów obliczenie prostego okresu zwrotu było niemożliwe, w tabeli zamieszczono jedynie przypadki o okresie zwrotu < 30 lat.

Źródło: Opracowanie własne.

Przedstawione analizy efektywności inwestycji wskazujące na bardzo niską opłacalność (lub jej brak) uzupełniono o kalkulację „rozłożonego kosztu produkcji energii” LCOE (*Levelized Cost of Electricity*). Koszt ten oznacza jednocześnie cenę energii elektrycznej, jaką należałoby pobierać przez cały czas działania instalacji, aby pokryć nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne i finansowe. Koszt ten określany też jest uśrednionym kosztem produkcji energii w cyklu życia (Wiśniewski i in., 2013). Wskazuje on na cenę, przy której NPV osiągnie wartość zero. Wskaźnik LCOE wykorzystywany jest zazwyczaj do porównania kosztów produkcji energii z różnych źródeł. W ujęciu przedstawionym w pracy posłużył on do porównania kosztów produkcji energii między różnymi wariantami biogazowni rolniczych, jak i do ich porównania z ceną energii pobieranej przez rolników z sieci energetycznej (rysunek 1). W porów-

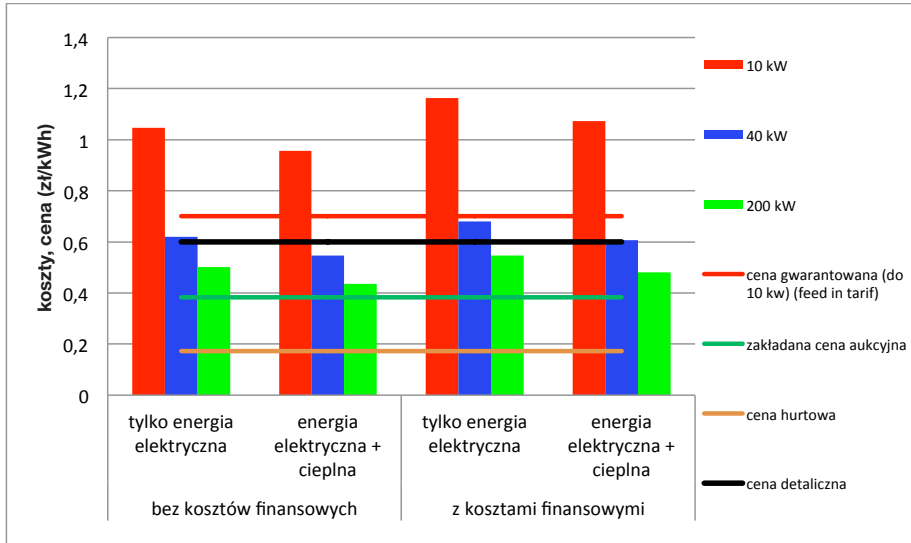
naniu do wcześniejszych analiz, na wykresie zamieszczono dodatkowo wyniki symulacji zakładającej uwzględnienie kosztów finansowych, przy założeniu, że inwestycja w 60% finansowana będzie kredytem oprocentowanym 5% w skali roku. Na wykresie zamieszczono także informację o cenach sprzedawanej energii w poszczególnych wariantach instalacji (umożliwia to porównanie kosztu produkcji z ceną, po której można zakupić energię elektryczną). Należy zauważyć, że wskaźnik LCOE stosuje się zasadniczo do określenia kosztów produkcji energii elektrycznej, jednak ze względu na duży udział energii cieplnej powstającej w wyniku spalania biogazu w kogeneratorze, analizę uzupełniono o wariant ze zmodyfikowanym wskaźnikiem LCOE (wariant: energia elektryczna + ciepła), w którym sumę zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych i kosztów pomniejszono o oszczędności wynikające z produkcji ciepła (O_c), zgodnie ze wzorem:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=0}^N \frac{(I_t + M_t - O_c)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^N \frac{E_t}{(1+r)^t}}; \quad (2)$$

gdzie:

O_c – oszczędności roczne wynikające z wykorzystania/sprzedazy ciepła, (zł/rok);
pozostałe oznaczenia jak we wzorze (1).

Z zamieszczonego zestawienia wynika, że wyraźnie najniższymi kosztami charakteryzuje się biogazownia o mocy 200 kW. W każdym z rozważanych wariantów koszty kształtowałyby się na poziomie poniżej ceny detalicznej energii elektrycznej pozyskiwanej z sieci. Oznacza to, że produkcja energii byłaby w tym przypadku opłacalna, gdyby miała służyć zastąpieniu energii pobieranej przez rolników z sieci energetycznej. Przy założeniu jednak, że większość energii zostanie sprzedana przy cenie aukcyjnej na poziomie 0,382 zł/kWh, we wszystkich scenariuszach dla instalacji 200 kW „rozłożone” koszty byłyby wyższe niż uzyskiwana cena, co wskazywałoby na brak ekonomicznej zasadności przedsięwzięcia. Wyraźnie gorzej przedstawia się sytuacja w przypadku biogazowni o mocy 40 kW. Jako punkt odniesienia należy tu traktować cenę hurtową, która jest znacznie niższa niż koszty produkcji we wszystkich z rozpatrywanych wariantów dla instalacji o tej mocy. Jednocześnie, oszacowane „rozłożone koszty” są niższe lub kształtują się na poziomie zbliżonym do ceny detalicznej, co sugeruje, że wytwarzanie energii w biogazowni o mocy 40 kW może być uzasadnione ekonomicznie głównie przy zagospodarowaniu jej na własne potrzeby. Bezwzględnie najwyższymi kosztami w ujęciu metodyki LCOE charakteryzuje się najmniejsza biogazownia o mocy 10 kW. Koszty produkcji przekraczają w tym przypadku zarówno cenę detaliczną (60 gr/kWh), jak też zapisaną w ustawie o OZE cenę gwarantowaną (70 gr).



Rys. 1. Wartość „rozłożonego kosztu produkcji energii” LCOE wg wariantów biogazowni.
Źródło: Opracowanie własne.

Przeprowadzone analizy wskazują, że przy zakładanym poziomie kosztów i nakładów inwestycje w biogazownie rolnicze nie zapewniają w większości analizowanych przypadków zwrotu zainwestowanych środków. Oznacza to, że opłacalność inwestycji z punktu widzenia potencjalnego inwestora (rolnika) może być osiągnięta jedynie w sytuacji dodatkowego wsparcia inwestycyjnego (pomijając kwestię ekonomicznej opłacalności z punktu widzenia społeczeństwa, gdyż o zasadności systemu subwencji decydują przesłanki pozaekonomiczne). Należy jednak pamiętać, że w rzeczywistości jednoczesne korzystanie ze wsparcia operacyjnego oraz wsparcia inwestycyjnego ograniczone jest zapisami zawartymi w artykule 39 ustawy o odnawialnych źródłach energii, który zakłada ograniczenie maksymalnej łącznej sumy pomocy publicznej, jaką będzie mógł otrzymać producent uczestniczący w systemie aukcyjnym (jak też uzyskujący przychody ze sprzedaży certyfikatów). W praktyce oznacza to, że możliwości dodatkowego dofinansowania inwestycji w biogazownie będą znacząco ograniczone, przedstawione więc analizy mają charakter hipotetyczny.

Uwzględniając przyjęte wcześniej założenia, przeprowadzono symulacje wskazujące udział wsparcia na etapie ponoszenia przez rolnika wydatków inwestycyjnych, które zapewniłyby uzyskanie zerowego NPV. Wyniki tych obliczeń zamieszczono w tabeli 8. Widoczne jest tu duże zróżnicowanie pomiędzy poszczególnymi scenariuszami i wariantami (przedstawione symulacje nie uwzględniają ewentualnych kosztów finansowych). Biorąc pod uwagę warianty symulacji odnoszące się do uregulowań „nowego systemu”, można stwierdzić,

że najwyższy poziom dofinansowania nakładów inwestycyjnych umożliwiającą osiągnięcie zerowego NPV wymagany byłby w przypadku biogazowni o mocy 40 kW i przekroczyłby 100% (co związane jest ze stratami na poziomie operacyjnym). W przypadku najmniejszej z rozważanych instalacji wymagany udział środków obcych w nakładach inwestycyjnych kształtowałby się na poziomie 45% przy założeniu sprzedaży energii elektrycznej i ciepłej oraz prawie 60% przy przychodach jedynie z energii elektrycznej. W przypadku „starego systemu” dodatkowe wsparcie inwestycyjne byłoby zbędne jedynie w odniesieniu do instalacji o mocy 200 kW w scenariuszu optymistycznym.

Tabela 8

Udział wsparcia zewnętrznego udzielanego inwestorom na poziomie inwestycyjnym zapewniający zerowe NPV (% wartości inwestycji)

Moc elektryczna instalacji		System wsparcia OZE									
		nowy		dotychczasowy							
		Wariant zagospodarowania energii									
				tylko energia elektryczna				energia elektryczna + ciepła			
		Scenariusze sytuacyjne									
tylko energia elektryczna	energia elektryczna + ciepła	tylko „zielone” certyfikaty		certyfikaty „zielone + żółte”		tylko „zielone” certyfikaty		certyfikaty „zielone + żółte”			
		PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM	PESM	OPTM		
10 kW	59	45	118	84	113	79	104	70	99	65	
40 kW	129	107	97	33	88	23	75	11	66	1,8	
200 kW	47	21	83,4	zb ^a	71	zb ^a	58	zb ^a	45	zb ^a	

^a Zbędne.

Źródło: Opracowanie własne.

Wnioski

Mając na uwadze zasygnalizowane w opracowaniu problemy, należy przyjąć, że skuteczna realizacja polityki klimatycznej państwa będzie możliwa jedynie przy pozytywnej ocenie przedsięwzięć energetycznych przez inwestorów. Ocena ta w uproszczeniu może być sprowadzona do kwestii opłacalności planowanych inwestycji i związanego z nimi ryzyka. Ze względu na niewielki stopień rozwoju sektora OZE w Polsce, ocena ryzyka w kategoriach zmienności jest jednak trudna do ilościowego oszacowania. W kategoriach klasycznego podzia-

łu, wprowadzonego do języka ekonomii przez Knighta (1921), można tu mówić raczej o niepewności niż o klasycznie rozumianym ryzyku, którego nieodzownym atrybutem jest obiektywne prawdopodobieństwo. W zależności od stopnia awersji i subiektywnej wyceny ryzyka, inwestor będzie oczekiwał różnego poziomu „premię za ryzyko”, stanowiącej „nagrodę” za angażowanie się w działania o niepewnym charakterze. Kluczowym czynnikiem kształtującym tę ocenę będzie potencjalna opłacalność inwestycji w OZE – im wyższa opłacalność, tym większa „nagroda” za podjęcie ryzyka. Dążąc do realizacji celów polityki klimatycznej, państwa wdrażają różne mechanizmy zachęcające m.in. rolników do tworzenia odnawialnych źródeł energii. Wdrażane mechanizmy wsparcia nie zawsze gwarantują opłacalność inwestycji z punktu widzenia przedsiębiorcy. Sytuacja taka dotyczy również biogazowni rolniczych. Z przeprowadzonych badań wynikają poniższe ustalenia:

1. Przy przyjętych założeniach wszystkie warianty biogazowni generują ujemne NPV dla scenariusza wynikającego z „nowego” systemu wsparcia. W przypadku „dotychczasowego” systemu sytuacja jest zależna od cen „zielonych certyfikatów” i podlega większym wahaniom. Można więc stwierdzić, że „nowy” system zapewnia większą stabilność wyników, jednak przy przyjętych parametrach inwestycja byłaby nieopłacalna. „Dotychczasowy” system wiąże się z większym ryzykiem wynikającym z rynkowego charakteru instrumentów wsparcia, daje jednak szansę na pozytywny wynik. System certyfikatów może okazać się więc korzystniejszy dla inwestorów niż uczestnictwo w aukcjach, pod warunkiem, że cena certyfikatów bliska będzie założeniom scenariusza optymistycznego. Prawdopodobieństwo takiego scenariusza zwiększa wprowadzony w ustawie o OZE zapis o zakazie uiszczania opłaty zastępczej przez zakłady energetyczne w przypadku niskiej ceny „zielonych certyfikatów”. Biorąc jednak pod uwagę niewielką liczbę istniejących biogazowni rolniczych, nie będzie to miało większego wpływu na rozwój sektora, gdyż nowo powstające biogazownie nie będą mogły korzystać ze wsparcia w systemie świadectw pochodzenia energii. Warto zauważyć, że wdrożenie tego typu ograniczenia we wcześniejszych uregulowaniach prawdopodobnie zapobiegłoby kryzysowi na rynku OZE w Polsce, jaki ma miejsce od 2012 roku. Należy też podkreślić, że „nowy” system, pomimo iż zwiększa stabilność funkcjonowania, to sam staje się źródłem ryzyka instytucjonalnego, związanego z możliwością zmiany zasad wsparcia udzielanego przez państwo. Jest to tym bardziej istotne, że analizy prawne wskazują na liczne błędy i niedociągnięcia (Motylewski, 2015), co wydaje się przesądzać nowelizację ustawy o OZE. Otwartą kwestią w tym kontekście pozostaje pytanie o kształt przyszłych zmian i ich wpływ na zasadnicze elementy systemu wsparcia OZE.
2. Przy przyjętych założeniach uzyskanie dodatniego NPV wymagałoby, oprócz wsparcia na poziomie operacyjnym, także wsparcia inwestycyjnego. Możliwości jego stosowania, ze względu na zasady pomocy publicznej

w UE, będą jednak mocno ograniczone. Szczególnie duży udział środków zewnętrznych wymagany byłby w przypadku instalacji o mocy elektrycznej 40 kW. Wynika to z faktu, że podstawowy sposób wsparcia operacyjnego tzw. net metering (w ustawie to określenie nie pojawia się) ma być rozliczany przy zastosowaniu hurtowej ceny energii elektrycznej, która jest zdecydowanie niższa niż cena detaliczna, po której rolnik kupuje energię z sieci. Wydaje się, że mechanizm ten nie może stanowić skutecznej zachęty do uruchamiania nowych biogazowni ukierunkowanych na sprzedaż energii. Główną alternatywą pozostaje w tym przypadku zagospodarowanie energii elektrycznej i ciepłej na własne potrzeby gospodarstwa, co z resztą jak się wydaje było intencją ustawodawcy. Korzyści z tytułu „zaoszczędzonych kosztów” byłyby w tej sytuacji znacznie wyższe, niż sprzedaż energii do sieci po cenie hurtowej. Warunkiem niezbędnym jest jednak prowadzenie w gospodarstwie działalności, która umożliwi wykorzystanie całości wytworzonej energii.

3. Nieco inne są ustalenia w przypadku najmniejszej z rozważanych instalacji (10 kW). Gwarantowane ceny sprzedaży odpowiadają tu w przybliżeniu aktualnym cenom detalicznym energii, co oznacza, że brak opłacalności wiąże się z wysokimi kosztami jednostkowymi, związanymi głównie z realizacją inwestycji. Potwierdzeniem tej obserwacji jest poziom LCOE, znacznie wyższy niż w dwóch pozostałych wariantach biogazowni. Zwiększenie opłacalności inwestycji w tej sytuacji jest możliwe jedynie przy spadku nakładów inwestycyjnych. Na podstawie doświadczeń innych krajów można oczekiwać, że rozwój sektora OZE będzie sprzyjał dość znacznemu obniżeniu kosztów inwestycyjnych (Kost i in., 2013) i, tym samym, poprawie opłacalności najmniejszych instalacji biogazowych.
4. W odniesieniu do największej z rozpatrywanych biogazowni można stwierdzić, iż decydujące znaczenie będzie w rzeczywistości miała kwestia ceny uzyskanej na aukcji. Jeśli cena będzie niższa o 15% od ustalonych przez Ministerstwo Gospodarki cen referencyjnych, inwestycja w biogazownię o tej skali staje się opłacalna przy dodatkowym wsparciu inwestycyjnym na poziomie nieco ponad 20% (w wariacie zagospodarowania energii ciepłej). Biorąc pod uwagę ograniczenia w stosowaniu pomocy publicznej, należy podkreślić, że wyznaczony udział wsparcia inwestycyjnego określa jednocześnie poziom, o który powinny zmniejszyć się nakłady inwestycyjne, aby zapewnić dodatnie przepływy.
5. Ważnym elementem mogącym przesądzić o opłacalności inwestycji w biogazowni rolnicze jest możliwość zagospodarowania (sprzedaży lub wykorzystania w gospodarstwie) energii ciepłej powstającej w instalacjach kogeneracyjnych. W typowych gospodarstwach zwierzęcych możliwości w tym zakresie są zazwyczaj ograniczone (np. głównie do potrzeb gospodarstwa domowego), co negatywnie wpływa na ocenę potencjalnego projektu.

Istotnym elementem są więc również czynniki organizacyjne związane z lokalizacją umożliwiającą względnie łatwą sprzedaż nadwyżek ciepła lub jego wykorzystanie na potrzeby gospodarstw.

6. Biorąc pod uwagę wysokie nakłady inwestycyjne, a w szczególności fakt, że ich jednostkowa wartość maleje bardziej niż proporcjonalnie wraz ze wzrostem skali inwestycji, zasadnym wydaje się promowanie rozwiązań bazujących na współpracy rolników w przypadku biogazowni o mocy >10 kW. Wspólne przedsięwzięcia są szczególnie uzasadnione przy towarowym kierunku produkcji energii, gdyż – jak wynika z przeprowadzonych analiz – rozliczanie na zasadach *net-meteringu* kierowane do niewielkich instalacji będzie generować straty. Racjonalnym rozwiązaniem wydaje się więc albo produkcja energii na własne potrzeby gospodarstwa rolnego, albo inwestycja w biogazownię o skali uzasadniającej uczestnictwo w systemie aukcyjnym. Dodatkowym argumentem za rozwiązaniem bazującym na współpracy jest konieczność zapewnienia odpowiedniej ilości substratu w postaci gnojowicy lub obornika, co jest szczególnie istotne w przypadku rozdrobnionej struktury rolnictwa.
7. Przedstawione opracowanie koncentruje się na wątkach ekonomicznych, jednak w ocenie zasadności uruchamiania biogazowni rolniczych mogą mieć znaczenie też inne korzyści (np. środowiskowe). Należy podkreślić, że pomimo tego, iż w krótkim okresie względy pozaekonomiczne mogą uzasadniać stymulowanie rozwoju przedsięwzięć nieopłacalnych ekonomicznie, to jednak w dłuższej perspektywie trwały rozwój i funkcjonowanie sektora OZE będzie możliwe przy zrównoważaniu celów ekonomicznych i środowiskowych. W obecnej sytuacji szczególnie ważne wydają się działania zwiększające dostępność rozwiązań technologicznych i konkurencję wśród ich dostawców, co pozwoliłoby obniżyć nakłady inwestycyjne. W dłuższej perspektywie można wskazać na dwa możliwe kierunki rozwoju, tj. spadek kosztów produkcji energii z OZE, głównie w wyniku spadku cen nakładów inwestycyjnych (można przyjąć, że jest to kierunek pożądaný ze względów społecznych), lub wzrost kosztów energii pozyskiwanej ze źródeł konwencjonalnych, co wpłynie na względny wzrost atrakcyjności OZE (taki kierunek rozwoju możliwy jest np. w wyniku zmian sytuacji na rynku surowców energetycznych, czy też w efekcie decyzji o charakterze administracyjnym). W obydwu przypadkach trudno jednak oczekiwać akceptacji społecznej.

Bibliografia:

- AiS (2015). Rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych w województwie mazowieckim – stan i wyzwania. Warszawa: Wyd. Mazowieckie Źródło Planowania Regionalnego w Warszawie, *Seria Mazowsze. Analizy i Studia nr 3(44)* s. 1-103.
- ARR – Agencja Rynku Rolnego (2015). Rejestr wytwórców biogazu rolniczego, stan na dzień 16.10.2015 r.
- Bańkowska, K. (2015). Pakiet klimatyczno-energetyczny determinantem przeobrażeń obszarów wiejskich. *Roczniki Naukowe SERiA*, t. XVII, z. 4. s. 16-20.
- BP (2015). *Statistical Review of World Energy June 2015*. Pobrane z: <http://bp.com/statisticalreview>.
- Curkowski, A., Oniszk-Popławska, A., Mroczkowski, P., Zowski, M., Wiśniewski, G. (2011). *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki, Instytut Energetyki Odnawialnej.
- Dworecki, Z., Adamski, M., Fiszler, A., Łoboda, M. (2011). Zużycie energii elektrycznej w gospodarstwach rolniczych Wielkopolski. *Technika Rolnicza Ogrodnicza Leśna*, nr 6, s. 23-25.
- Forbes. (2012). *Polski absurd: biomasa*. Pobrane z: <http://www.forbes.pl/polski-absurd-biomasa,artykuly,135335,1,1.html>.
- GUS. (2014). *Ceny w gospodarce narodowej w 2014 r.* Pobrane z: http://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5465/1/22/4/ch_ceny_gosp_narod_uwagi_metod_2014.pdf
- IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej. Ministerstwo Gospodarki. (2011). *Przewodnik dla inwestorów zainteresowanych budową biogazowni rolniczych*. Pobrane z: <http://www.mg.gov.pl/files/upload/13229/poranik%20biogazowy.pdf>
- IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej. (2012). *Ile kosztuje budowa biogazowni i kiedy się zwróci?*. Pobrano z: <http://gramwzielone.pl/bioenergia/2795/ile-kosztuje-budowa-biogazowni-i-kiedy-sie-zwroci>.
- IEO – Instytut Energetyki Odnawialnej. (2015). Analiza kosztów wytworzenia energii elektrycznej w mikro-instalacjach odnawialnych źródeł energii w kontekście planowanego wsparcia na podstawie przepisów art. 41 ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 lutego 2015 r.
- Jankowski, B. (2014). *Przemilczenia, przekłamania i manipulacje dotyczące skutków unijnej polityki klimatycznej*. Badania Systemowe „EnergSys”, s. 1-24. Pobrano z: <http://www.cire.pl/pliki/2/jankowski.pdf>.
- Kost, Ch., Mayer, J.N., Thomsen, J., Hartman, N., Senkpiel, S., Philipps, S., Nold, S., Lude, S., Saad, N., Schlegl, T. (2013). *Levelized Cost of Electricity. Renewable Energy Technologies*. Freiburg: Fraunhofer ISE. Pobrano z: <https://www.ise.fraunhofer.de/en/publications/veroeffentlichungen-pdf-dateien-en/studien-und-konzeptpapiere/study-levelized-cost-of-electricity-renewable-energies.pdf>
- KTBL. (2015). Gasausbeute in landwirtschaftlichen Biogasanlagen. *Publisher Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft*, 3. Edition. Darmstadt.
- MAE – Mazowiecka Agencja Energetyczna. (2009). *Biogaz rolniczy – produkcja i wykorzystanie*. Warszawa: MAE.
- Meadows, D.H., Meadows, D.L., Randers, J., Behrens, W.W. (1972). *The Limits to Growth. A Report for The Club o Rome’s Project on the Predicament of Mankind*. New York: Unverse Books.

- Ministerstwo Gospodarki. (2015). *Narodowy Program Rozwoju Gospodarki Niskoemisyjnej* – projekt z 4.08.2015, Warszawa: Ministerstwo Gospodarki.
- Motylewski, M. (2015). Zasady techniki prawodawczej a ustawa o OZE. *Internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, nr 3(4), s. 107-122.
- Notowania TGE. (2015). Pobrano z: <https://tge.pl/pl/464/rynek-praw-majatkowych>.
- Oniszk-Popławska, A., Curkowski, A., Wiśniewski, G., Dziamski, P. (2011). *Energia w gospodarstwie rolnym*. Warszawa: Fundacja Instytut na rzecz Ekorozwoju.
- Paterson, M., Kayser K., Donhomme S., Majewski E., Amrozy M., Berruto R., Parola F., Bijmagne J.W., Gysen M. (2015). *Implementation Guide For Small-Scale Biogas Plants*. BioEnergy Farm II Publication, KTBL, Germany.
- Pezzey, J.C.V., Toman, M.A. (2002). *The Economics of Sustainability: A Review of Journal Articles*. Discussion Paper 02-03. Washington: Resources for the Future.
- Pieńkowski, D. (2012). Paradoks Jevonsa a konsumpcja energii w Unii Europejskiej. Problemy Ekorozwoju. *Problems of Sustainable Development*, vol. 7, nr 1, s. 105-11.
- Podstawka, M., Gołasa, P. (2014). Możliwości finansowania biogazowni w gospodarstwach rolnych. *Roczniki Naukowe SERiA*, t. XVI, z. 2, s. 229-233.
- REN21 2014. Renewables. (2014). Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat).
- Romaniuk, W., Domasiewicz, T. (2014). *Substraty dla biogazowni rolniczych*. Warszawa: Wyd. Hortpress Sp. z o.o.
- Stankiewicz, D. (2012). Produkcja rolna na cele energetyczne jako instrument polityki klimatycznej. *Studia BAS*, nr 1(29), s. 185-208.
- United Nations. (1987). *Our Common Future*. Raport of the World Commission on Environment and Development.
- URE – Urząd Regulacji Energetyki. (2012). *Odnawialne źródła energii*. Pobrano z: <http://www.ure.gov.pl/pl/rynki-energii/energia-elektryczna/odnawialne-zrodla-ener/4762,Odnawialne-Zrodla-Energii.html>.
- URE – Urząd Regulacji Energetyki. (2014). *Energetyka Ciepła w liczbach*. Warszawa: URE – Urząd Regulacji Energetyki.
- URE – Urząd Regulacji Energetyki. (2015). *Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki Nr 6/2015*, Warszawa: URE – Urząd Regulacji Energetyki.
- Ustawa (1997). Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne. Dz.U. 1997 nr 54, poz. 348.
- Ustawa (2015). Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. - o odnawialnych źródłach energii. Dz.U. 2015, poz. 478.
- TGE: Wszystko o Rynku Praw Majątkowych. <http://www.tge.pl/fm/upload/Wszystko-o-RPM/FolderRPM.pdf> (pobrano 16.11.2015)
- Wiśniewski, G., Dziamski, P., Kunikowski, G., Ligus, M., Curkowski, A., Michałowska-Knap, K., Rosołek, K., Oniszk-Popławska, A., Więcka, A., Mroszkiewicz, T. (2013). *Analiza dotycząca możliwości określenia niezbędnej wysokości wsparcia dla poszczególnych technologii OZE w kontekście realizacji „Krajowego planu działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych”*. Warszawa: Ministerstwo Gospodarki, IEO.
- Zabłocki, M. (2013). Determinanty wykorzystania odnawialnych źródeł energii w Polsce. *Technika Poszukiwań Geologicznych Geotermia, Zrównoważony Rozwój*, nr 2, s. 29-43.

Zieliński, M. (2014). Emisja gazów cieplarnianych a efektywność funkcjonowania polskich gospodarstw specjalizujących się w produkcji roślinnej. *Zeszyty Naukowe Szkoły Głównej Gospodarstwa Wiejskiego w Warszawie. Problemy Rolnictwa Światowego t. 14 (XXIX), z. 3, s. 226–236.*

PIOTR SULEWSKI, EDWARD MAJEWSKI
ADAM WAŚ, MAGDALENA SZYMAŃSKA
AGATA MALAK-RAWLIKOWSKA, ALEKSANDRA FRAJ
Warsaw University of Life Sciences
ADRIAN TRZAŚKI, ANDRZEJ WISZNIEWSKI
Warsaw University of Technology
MAREK AMROZY
National Energy Conservation Agency
Warsaw

ECONOMIC AND LEGAL CONDITION AND PROFITABILITY OF INVESTMENTS FOR AGRICULTURAL BIOGAS PLANTS IN POLAND

Abstract

In the paper profitability of biogas production in livestock farms in Poland has been analyzed with a focus on micro biogas plants. Due to the high value of investments a crucial issue from the farmers point of view is a mechanism of financial support. The efficiency of investments has been measured assuming three variants of power of CHP installations. In addition two scenarios of financial support have been taken into consideration: the “old” mechanism of green certificates and a forthcoming mechanism based on the new “Law on Renewable Energy Resources” which is currently subject to the legislative procedure. The new system introduces feed-in tariffs for small plants and auctions and guarantees of purchase for larger biogas plants. The results of the analyses indicate a strong dependence of the financial effects of microbiogas plants on subsidies. It can be concluded that under the current state of market development and financial support offered to microscale biogas production investments in biogas plants are in general not profitable.

Key words: biogas plants, renewable energy resources, farm.

Zaakceptowano do druku – Accepted for print: 04.03.2016.