



DOI: 10.18276/sip.2017.49/1-18

Magdalena Ligus*

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

Edyta Sidorczuk-Pietraszko**

Wyższa Szkoła Ekonomiczna w Białymstoku

Piotr Danielski***

Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

OCENA EFEKTYWNOŚCI I RYZYKA FINANSOWEGO BIOGAZOWNI ROLNICZEJ – STUDIUM PRZYPADKU****

Streszczenie

W artykule przedstawiono studium przypadku biogazowni rolniczej. Przeanalizowano wpływ poszczególnych czynników ryzyka na efektywność projektu, na podstawie faktycznych rezultatów pierwszych dwu lat funkcjonowania projektu, ze szczególnym uwzględnieniem zrealizowanego ryzyka w zakresie mechanizmów wsparcia OZE. Podjęto także próbę oszacowania efektywności przedsięwzięcia z uwzględnieniem różnych wariantów mechanizmu wsparcia finansowego dla OZE w przyszłości.

Słowa kluczowe: biogazownia, odnawialne źródła energii, zarządzanie ryzykiem

* Adres e-mail: magdalena.ligus@ue.wroc.pl.

** Adres e-mail: edyta.sidorczuk@wse.edu.pl.

*** Adres e-mail: piotr.danielski@gmail.com.

**** Artykuł przygotowano w ramach projektów badawczych „Wartościowanie efektów środowiskowych w analizie kosztów i korzyści inwestycji w niskoemisyjne źródła energii” (UMO-2011/01/B/HS4/02322) oraz „Zarządzanie wartością inwestycji w odnawialne źródła energii” (UMO-2011/01/D/HS4/05925) realizowanych przez Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu, finansowanych przez Narodowe Centrum Nauki.

Wprowadzenie

Znaczenie energii ze źródeł odnawialnych (OZE) rośnie i będzie prawdopodobnie rosło, zważywszy na kierunki międzynarodowej polityki redukcji emisji gazów cieplarnianych oraz towarzyszących jej zachęt do inwestowania w tym obszarze. Rozwój sektora OZE oznacza nie tylko wzrost wolumenu mocy zainstalowanej, ale też wzrost wielkości instalacji i coraz bardziej skomplikowane struktury organizacyjne firm zajmujących się wytwarzaniem energii. Wszystko to skutkuje większą skalą następstw ryzyka i większym znaczeniem zarządzania ryzykiem. Potwierdza to szereg badań realizowanych w ostatnich latach w Europie i na świecie. W niniejszym artykule przedstawiono studium przypadku biogazowni rolniczej. Poddano analizie faktyczne rezultaty pierwszych dwu lat funkcjonowania projektu i wpływ poszczególnych czynników ryzyka na przychody projektu. Wykorzystano metodę analizy przyczynowej zjawisk (metoda kolejnych podstawień. Podjęto także próbę oszacowania efektywności przedsięwzięcia metodą wartości bieżącej netto (NPV) z uwzględnieniem różnych wariantów przyszłego kształtu mechanizmu wsparcia finansowego dla OZE.

1. Czynniki ryzyka w przedsięwzięciach OZE w ocenie inwestorów w Europie i Polsce

Problematyka ryzyka w projektach wykorzystania OZE była w ostatnich dziesięciu latach przedmiotem wielu projektów badawczych, a wyniki w nich uzyskane są w dużej mierze zbieżne. Badanie przeprowadzone w branży OZE w kilku wysoko rozwiniętych krajach świata przez the Economist Intelligence Unit (EIU 2011, s. 5–6) wskazuje, że w ocenie zarządzających (operatorów instalacji, dystrybutorów i sprzedawców energii) skala i złożoność źródeł ryzyka rosną, w związku z czym zarządzanie ryzykiem nabiera coraz większego znaczenia.

Zgodnie z opiniami respondentów przeprowadzonego badania największe ryzyko generują wczesne etapy realizacji projektu, zwłaszcza finansowanie (76% respondentów). Inną ważną kategorią jest ryzyko polityczno-prawne (wymienia je 62% badanych) oraz ryzyko pogodowe (66% respondentów z branży energetyki wiatrowej).

W badaniu uwarunkowań inwestycji w OZE w Niemczech Bader i Krueger (Deloitte, Norton Rose, 2013) uzyskali podobne wyniki: ogólne ryzyko związane ze

zmianami polityki i przepisów wskazało jako najważniejsze ok. 70% respondentów, złożone procedury związane z uzyskaniem pozwoleń – ok. 40%, skomplikowane przepisy dotyczące wsparcia – ok. 30%, ryzyko związane z podłączeniem do sieci – ok. 30%.

Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA) w 2013 roku zbadała około 100 potencjalnych użytkowników portalu Global Atlas¹, w tym około 30 deweloperów w branży OZE. Trzy najważniejsze zidentyfikowane ryzyka to: ryzyko finansowe, ryzyko polityczne i ryzyko dotyczące bezpieczeństwa publicznego.

Podobnie w badaniu DIA-CORE (Fraunhofer ISI, 2016), w którym respondenci z 24 krajów UE za najistotniejsze kategorie ryzyka uznali ryzyko polityczne (kształtu polityki energetycznej) – najistotniejsze w 10 krajach, administracyjne (7 krajów) oraz ryzyko związane z ukształtowaniem rynku i regulacjami prawnymi (3 kraje). W dwu krajach najważniejsze było ryzyko dostępu do sieci. W Polsce trzy najważniejsze ryzyka wymienione przez respondentów to: akceptacja społeczna, kształt polityki oraz ryzyko administracyjne (Fraunhofer ISI, 2016, s. 34).

Ryzyka zidentyfikowane w badaniach międzynarodowych znajdują również potwierdzenie w badaniach polskich. W raporcie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE, 2015, s. 102) wśród najczęściej wymienianych przez inwestorów przeszkód w rozwoju technologii OZE znajdują się:

- ograniczenia dotyczące możliwości lokalizacji instalacji, w tym brak planów zagospodarowania przestrzennego,
- niejasność kryteriów lokalizacji inwestycji,
- konflikty społeczne.

Inwestorzy zwracają także uwagę na czasochłonność i skomplikowanie procedur dotyczących pozwoleń, kwestii środowiskowych, a także na ograniczenia związane z istnieniem obszarów chronionych. Specyficznym uwarunkowaniem w Polsce jest także nierównomierny rozwój sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, co w niektórych regionach kraju skutkuje brakiem wystarczających mocy przyłączeniowych i wydawaniem odmów przyłączenia do sieci. Obecnie poważną barierę stanowią moce przyłączeniowe „zablokowane” w wydanych przed 2010 rokiem warunkach przyłączenia, dotyczące projektów do chwili obecnej niezrealizowanych (Instytut

¹ Projekt Global Atlas for Solar and Wind Energy jest realizowany przez organizację Clean Energy Ministerial (CEM), przy wsparciu IRENA oraz UNEP (globalwindatlas.com, globalsolaratlas.com).

Jagielloński, 2015). Zgodnie z prognozą na rok 2020 dostępna moc przyłączeniowa (1,9 GW dla całego kraju) dotyczy wyłącznie terenów zurbanizowanych, z ograniczonymi możliwościami lokalizacji większych źródeł OZE (PSE, 2017, s. 10).

2. Charakterystyka przedsięwzięcia

Analizowana biogazownia rolnicza ma moc 1,2 MWe. wytwarza energię elektryczną i ciepło w kogeneracji. Z biogazownią zintegrowana jest wytwórnia paliwa stałego z biomasy (granulat pellet). Nadwyżka energii cieplnej jest wykorzystywana do suszenia biomasy pozostałej z substratu pofermentacyjnego celem przystosowania do peletyzacji. Alternatywnie linia technologiczna może być użyta do produkcji suszu z zielonek jako paszy dla zwierząt. Roczne zużycie substratów wynosi ok. 28 tys. ton i pozwala na wyprodukowanie ok. 4,5 mln m³ biogazu. Roczna produkcja energii elektrycznej wynosi ok. 9600 MWh brutto, a produkcja ciepła – 36 144 GJ.

Źródła finansowania projektu stanowiły: dotacja z Regionalnego Programu Operacyjnego (60% kosztów kwalifikowalnych, 25% nakładów inwestycyjnych ogółem) oraz kredyt bankowy (53%), a także środki własne inwestora (22%).

Na etapie planowania projektu analiza ryzyka była ograniczona do zakresu wymaganego w dokumentacji konkursowej RPO. Polegała wyłącznie na identyfikacji możliwych zagrożeń w ramach analizy SWOT. Zidentyfikowano następujące czynniki ryzyka:

- ograniczenia podaży na rynku pracy ze względu na silne trendy emigracyjne,
- problemy związane z procesem inwestycyjnym – opóźnienia dostaw urządzeń,
- ryzyko prawne – niestabilność przepisów prawnych w zakresie ochrony środowiska (dotyczy okresu eksploatacji planowanej biogazowni).

Nie była wymagana ani jakościowa analiza ryzyka, ani analiza wrażliwości wskaźników ekonomicznych projektu, wobec czego w dokumentacji dotyczącej przygotowania projektu takich analiz nie zawarto.

3. Analiza wpływu wybranych czynników ryzyka na efektywność inwestycji

W ramach oceny wpływu czynników ryzyka na efektywność przedsięwzięcia poddano analizie główne parametry finansowe projektu, w tym przychody i wartość bieżącą netto. Założoną i rzeczywistą strukturę przychodów za 2016 rok przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Planowana i zrealizowana wielkość i struktura przychodów za pierwszy pełny rok eksploatacji biogazowni

Źródła przychodów	Planowana struktura przychodów		Zrealizowana struktura przychodów (2016)	
	wartość	udział (%)	wartość	udział (%)
Świadectwa pochodzenia energii z OZE – kogeneracyjne (fioletowe/żółte)	566 400	7,49	1 292 106	25,60
Świadectwa pochodzenia energii z OZE (zielone)	2 649 600	35,05	1 509 831	29,92
Sucha biomasa rolnicza	2 816 000	37,25	1 374 537	27,23
Energia elektryczna	1 527 552	20,21	870 494	17,25
Razem	7 559 552	100,00	5 046 968	100,00

Źródło: dane inwestora.

Struktura ta uległa znaczącym zmianom. Cenę energii w biznesplanie założono na poziomie 198,9 zł/MWh, czyli średnim w 2011 roku. Wbrew powszechnym oczekiwaniom cena hurtowa energii spadła. Średnia cena zrealizowana w 2016 roku wyniosła 168,66 zł/MWh i była o 15% niższa niż w 2011 roku, a w stosunku do prognoz Ministerstwa Gospodarki (dla 2016 roku – 274,4 zł/MWh) – aż o 38% (ARE, 2011).

Głównym czynnikiem wpływającym na zmiany struktury przychodów była w analizowanym przypadku zmiana cen świadectw pochodzenia energii z OZE:

- certyfikaty zielone – dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE,
- certyfikaty żółte – dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy do 1 MWe,
- certyfikaty fioletowe – dla energii elektrycznej wyprodukowanej w pozostałych jednostkach kogeneracyjnych,
- certyfikaty błękitne – dla energii elektrycznej wyprodukowanej w biogazowniach rolniczych.

System wsparcia oparty o świadectwa pochodzenia funkcjonował dla nowych instalacji do 30 czerwca 2016 roku, kiedy to zastąpił go system aukcyjny (dla nowych instalacji oraz funkcjonujących, które zdecydowały się wziąć udział w tzw. aukcjach migracyjnych). Aukcje są organizowane w „koszykach”. Prezes URE organizuje aukcje nie rzadziej niż raz w roku. Art. 73 ustęp 3a Ustawy o OZE wskazuje na siedem możliwych koszyków aukcyjnych, przy czym dla biogazowni rolniczych jako jedynej z technologii OZE przewidziano odrębny koszyk aukcyjny (generalnie koszyki aukcyjne nie są zbiorami rozłącznymi). Ceny referencyjne, tj. maksymalne ceny, po których przystępujący do aukcji mogą składać swoje oferty, są ustalane rozporządzeniem ME. Cena ustalona w wyniku aukcji jest ceną gwarantowaną na 15 lat. Jednak istniejące biogazownie nie wykazały dużego zainteresowania możliwością przejścia do systemu aukcyjnego. Powodem jest utworzenie kategorii błękitnych certyfikatów (o czym poniżej) oraz konieczność zwrotu pomocy inwestycyjnej (tj. dotacji w postaci obniżki uzyskanej ceny aukcyjnej energii).

W momencie planowania inwestycji cena giełdowa zielonych certyfikatów kształtowała się na poziomie 276 zł/MWh i taką też kwotę przyjęto w prognozie dla całego okresu życia inwestycji. Średnia zrealizowana cena świadectw zielonych w 2016 roku wyniosła 163,93 zł/MWh. Była to cena wysoka, biorąc pod uwagę, że cena giełdowa zielonych certyfikatów w 2016 roku spadała w niektórych dniach do nawet 30 zł/MWh. Jest to rezultat utrzymującej się nadpodaży świadectw na rynku. Obecnie skala nadpodaży jest największa w dotychczasowej historii funkcjonowania systemu wsparcia w Polsce i na koniec 2016 roku wyniosła 21 913 GWh.

Drugą grupą praw majątkowych są certyfikaty dotyczące wysokosprawnej kogeneracji –fioletowe dla instalacji o mocy powyżej 1 MWe oraz żółte dla instalacji o mocy do 1 MWe. Średnia cena rynkowa fioletowych certyfikatów za 2011 rok wyniosła 59 zł/MWh i taką przyjęto do prognozy. Po uruchomieniu instalacji uzyskano żółte świadectwa, a średnia cena ich sprzedaży za 2016 rok wyniosła 140,29 zł/MWh.

Zgodnie z nowelizacją ustawy o odnawialnych źródłach energii, w II półroczu 2016 roku został wydzielony obowiązek zakupu świadectw pochodzenia energii z biogazowni rolniczych (tzw. błękitne certyfikaty) i wyniósł on 0,65% (w 2017 roku 0,6% przy obowiązku na poziomie 15,4% dla pozostałych OZE). W pierwszym miesiącu notowań, czyli we wrześniu 2016 roku, średnia cena błękitnych

certyfikatów wyniosła 277,67 zł. Od tego czasu cena stale rośnie i wynosi obecnie ok. 380 zł/MWh.

Różnica w przychodach zrealizowanych w stosunku do planowanych wynikająca ze sprzedaży energii jest spowodowana w mniejszym stopniu niższą uzyskaną ceną w stosunku do prognozowanej (zmniejszenie przychodów na kwotę ponad 150 tys. zł), a głównie niższą wielkością sprzedaży energii – 5161 MWh w stosunku do planowanej 7680 MWh (różnica w przychodach na kwotę ponad 500 tys. zł).

Tabela 2. Planowane i zrealizowane wielkości zmiennych oraz wpływ zmian na przychody w 2016 roku

Wyszczególnienie	Wielkość planowana	Wielkość zrealizowana	Wpływ na przychody (zł)	Wpływ na przychody ogółem (%)
Sprzedaż energii (MWh)	7 680	5 161,32	-500 965	-6,63
Cena energii elektrycznej (zł/MWh)	198,9	168,66	-156 078	-2,06
Produkcja energii dot. świadectw zielonych (MWh)	9 600	9 209,92	-107 662	-1,42
Cena zielonych certyfikatów (zł/MWh)	276	163,935	-1 032 110	-13,65
Produkcja energii dot. świadectw żółtych (MWh)	9 600	9 209,92	-23 015	-0,30
Cena żółtych certyfikatów (zł/MWh)	59	140,295	+748 720	+9,90
Cena biomasy (zł/t)	400	b.d.	-1 441 463	-19,07
Razem			-2 512 584	-33,24

Źródło: obliczenia własne na podstawie danych inwestora (raportu wytworzenia za 2016 rok, sprawozdania finansowego za 2016 rok oraz biznes planu).

Różnica wynika ze znacznie wyższego w stosunku do planu wykorzystania energii na potrzeby własne. Ma to swoje uzasadnienie ekonomiczne, jako że zużycie energii wyprodukowanej jest tańsze od kupna, przy czym nie ogranicza możliwości uzyskania certyfikatów zielonych i kogeneracyjnych. Zmiana ceny zielonych certyfikatów była dominującym czynnikiem obniżającym przychody z tego instrumentu (w stosunku do planu o ponad 1 mln zł). W przypadku świadectw kogeneracyjnych uzyskano droższe świadectwa tzw. żółte (dla instalacji do 1 MW) w stosunku do planowanych fioletowych. Wzrost przychodów z tego tytułu wyniósł w pierwszym pełnym roku eksploatacji projektu prawie 750 tys. zł. Zmiana przychodów ze sprzedaży biomasy również była znacząca i wyniosła ponad -1,4 mln zł, brak było jednak danych do szczegółowej analizy przyczyn takiego stanu rzeczy.

Analiza finansowej efektywności inwestycji wskazuje, że inwestycja nie jest opłacalna w scenariuszu bazowym zakładającym, że system wsparcia finansowego będzie funkcjonować do 2020 roku (w związku ze zobowiązaniem Polski wobec UE osiągnięcia w 2020 roku 15% udziału energii z OZE). Po tym okresie UE nie wyznaczyła celów ilościowych udziału energii z OZE dla poszczególnych państw członkowskich, a jedynie cel ogólny na szczeblu UE, w którym kraje mają partycypować na zasadzie dobrowolności. Biorąc pod uwagę strukturę wytwarzania energii w Polsce oraz otoczenie polityczne, trudno sobie wyobrazić dobrowolne deklaracje Polski i idące za nimi zobowiązania ilościowe w tym zakresie. W takim przypadku biogazownie pozostające w systemie certyfikatów prawdopodobnie utracą po 2020 roku jakiegokolwiek wsparcie rządowe. Jako wariant alternatywny uwzględniono sytuację, w której instalacja otrzymuje minimalne wsparcie konieczne do zapewnienia jej płynności.

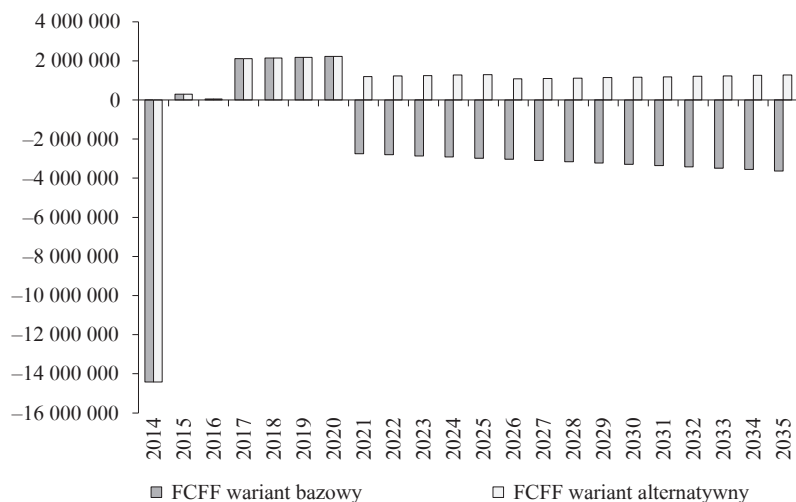
Cenę energii elektrycznej w latach 2021–2035 założono na poziomie obecnym powiększonym o inflację. Koszt kapitału obcego to 8% rocznie, koszt kapitału własnego inwestor podał w wysokości 7%, co daje średni koszt kapitału 6,67%. W analizie uwzględniono inflację na poziomie 2%, prognozowanym przez NBP na najbliższe dwa lata².

Oszacowano wymaganą wysokość wsparcia na 1 MWh energii, która umożliwia zapewnienie opłacalności instalacji na minimalnym poziomie ($NPV = 0$). Wysokość oszacowanych przepływów pieniężnych FCFF (*free cash flow to firm*) w obu scenariuszach przedstawiono na rysunku 1.

W wariantcie bazowym FCFF są dodatnie do 2020 roku, a więc w okresie wsparcia rządowego. Po tym okresie przepływy w każdym roku są ujemne, co oznacza że minimalizacja strat wymagałaby likwidacji inwestycji w 2021 roku. Wartość NPV inwestycji wynosi w tym wariantcie ponad –27 mln zł. Wariant alternatywny pokazuje, że niezbędna jest dopłata do 1 MWh wyprodukowanej energii w okresie 2021–2035 w kwocie 750,52 zł (ceny z 2016 r.), aby zapewnić opłacalność inwestycji (NPV na poziomie = 0).

² http://www.nbp.pl/home.aspx?f=/polityka_pieniezna/dokumenty/projekcja_inflacji.html.

Rysunek 1. Przepływy pieniężne w scenariuszu bazowym oraz uwzględniającym wsparcie zapewniające opłacalność przedsięwzięcia



Źródło: opracowanie własne.

Analiza wskazuje, że kształt systemu wsparcia finansowego energii z OZE ma decydujące znaczenie dla bezwzględnej efektywności inwestycji w biogazownię, co potwierdzają m.in. badania Przesmyckiej i Podstawki (2016, s. 179) oraz Oniszk-Popławskiej i Matyki (2012, s. 38). W przypadku braku wsparcia inwestorzy będą zmuszeni do likwidacji instalacji.

Podsumowanie

Wydaje się, że rynek biogazowni rolniczych w Polsce będzie rozwijał się dynamicznie z uwagi na preferencje stworzone przez państwo, przynajmniej do 2020 roku. Dalsze perspektywy funkcjonowania sektora są ściśle uzależnione od przyszłego kształtu mechanizmów wsparcia. Przeprowadzone kalkulacje wskazują, że brak wsparcia wytwarzania energii z OZE zmusi operatorów instalacji do ich likwidacji. Polskie władze powinny zatem wnikliwie przeanalizować priorytety polityki energetycznej i dostosowywać instrumenty jej wdrażania, tak by stwarzały stabilne ramy realizacji przedsięwzięć. Wprowadzenie systemu aukcyjnego miało być

krokiem w tym kierunku, jednak jego wdrożenie rozpoczęło się z dużymi problemami. Funkcjonujące biogazownie w większości zdecydowały się pozostać w systemie certyfikatów, głównie z uwagi na konieczność zwrotu pomocy inwestycyjnej tj. dotacji (w formie obniżonej ceny aukcyjnej energii).

Analiza studium przypadku potwierdziła, że kluczowym czynnikiem ryzyka projektów OZE jest kształt i stabilność przepisów konstytuujących system wsparcia. W analizowanym przypadku efektywność projektu jest kształtowana w dużej mierze przez ceny świadectw pochodzenia energii z OZE, te zaś – wynikły z relacji rynkowych stworzonych przez określone przepisy prawne.

Trzeci wniosek, jaki płynie z analizy przebiegu procesu inwestycyjnego, to potwierdzenie znaczenia zarządzania ryzykiem. W analizowanym projekcie zmaterializowały się czynniki ryzyka, które mogą doprowadzić do braku płynności finansowej przedsięwzięcia i konieczności jego likwidacji. Aktywne zarządzanie ryzykiem, w tym zastosowanie odpowiednich metod kontroli ryzyka, może pomóc w zmniejszeniu negatywnego wpływu ryzyka na powodzenie przedsięwzięcia.

Literatura

- ARE (2011). Aktualizacja prognozy zapotrzebowania na paliwa i energię do roku 2030, na zamówienie Ministerstwa Gospodarki. Agencja Rynku Energii. Pobrano z: me.gov.pl.
- Deloitte, Norton Rose (2013). *Die deutsche Energiewende – Chancen und Herausforderungen für Investoren*.
- EIU (2011). *Managing the Risk in Renewable Energy*. The Economist Intelligence Unit.
- Fraunhofer ISI (2016). *The Impact of Risks in Renewable Energy Investments and the Role of Smart Policies*. Final Report WP3. DIACORE.
- Instytut Jagielloński (2015). Raport na temat propozycji uwolnienia mocy przyłączeniowej dla nowych elektrowni wiatrowych „Uwolnić moc polskiej elektroenergetyki”. Warszawa. Pobrano z: chronmyklimat.pl.
- Oniszk-Popławska, A., Matyka, M. (2012). Raport końcowy z badania dziedzinowego: Kompleksowa ocena uwarunkowań w zakresie produkcji biogazu w województwie lubelskim, na zamówienie Urzędu Marszałkowskiego Województwa Lubelskiego. Pobrano z: www.efs.2007-2013.gov.pl.
- PSE (2017). Informacja o dostępności mocy przyłączeniowej do sieci przesyłowej, stan na 28 lutego 2017 r. Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Pobrano z: www.pse.pl.

Przesmycka, A., Podstawka, M. (2016). Ekonomiczna efektywność inwestycji w biogazownie rolnicze. *Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu*, XVIII(6), s. 176–182.

URE (2015). Raport Prezesa URE: Warunki podejmowania i wykonywania działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i paliw gazowych. *Biuletyn Urzędu Regulacji Energetyki*, 3 (93). Pobrano z: ure.gov.pl.

EFFICIENCY AND RISK ASSESSMENT OF A BIOGAS PLANT – CASE STUDY

Abstract

In the paper a case study of an agricultural biogas plant is presented. Authors focus on the actual results of the first two years of the project, with particular regard to the risk related to RES support mechanisms. Efficiency of the project, taking into account the different variants of the future financial support mechanism for RES has been estimated.

Translated by Edyta Sidorczuk-Pietraszko and Magdalena Ligus

Keywords: biogas plant, renewable energy sources, risk management

JEL codes: D80, Q42, Q48