



Magdalena Ligus

ANALIZA PORÓWNAWCZA OPŁACALNOŚCI FINANSOWO-EKONOMICZNEJ TECHNOLOGII ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII

Magdalena Ligus, dr – Uniwersytet Ekonomiczny we Wrocławiu

adres korespondencyjny:
Wydział Zarządzania, Informatyki i Finansów
ul. Komandorska 118/120, 53-345 Wrocław
e-mail: magdalena.ligus@ue.wroc.pl

COMPARATIVE ANALYSIS OF FINANCIAL AND ECONOMICAL VIABILITY OF RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES

SUMMARY: The paper concerns the assessment of financial and economic effectiveness of priority technologies in renewable energy sources in Poland: wind power plant, biogas power plant, solar-thermal collector for heating of domestic hot water. In the paper the financial consequences of government system supporting green electricity and heating are described. Generally the investment's net present value can be obtained only if those mechanisms will be implemented, but different technologies require different intensity of support.

KEY WORDS: financial and economic viability, technology, renewable energy sources

Wstęp

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych (KPD) w grudniu 2010 roku, jako realizacja zobowiązania wynikającego z art. 4 ust. 1 dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych, zapowiada wypracowanie nowych zasad wsparcia energii wytworzonej z OZE, które będzie zróżnicowane w zależności od nośnika energii odnawialnej, zainstalowanej mocy urządzeń generujących energię oraz daty włączenia do eksploatacji lub modernizacji. Szczegółowe rozwiązania mają być zawarte w ustawie o odnawialnych źródłach energii. Założeniem tej regulacji ma być między innymi wdrożenie jednolitego i czytelnego systemu wsparcia producentów „zielonej” energii, który stanowiłby wystarczającą zachętę inwestycyjną do budowy nowych mocy wytwórczych, a tym samym spowodował zwiększanie udziału energii z OZE. System ma opierać się, tak jak obecnie, na mechanizmie tak zwanych świadectw pochodzenia. Zaproponowany mechanizm ma być zależny od technologii OZE i uwzględniać między innymi stopień zwrotu inwestycji, postęp techniczny, w tym obniżenie kosztów stosowania technologii, oraz szacunkowy efektywny okres pracy instalacji. W KPD zapowiedziano również wprowadzenie dodatkowych instrumentów wsparcia zachęcających do szerszego wytwarzania ciepła i chłodu z odnawialnych źródeł energii. Prace mają być oparte na przygotowaniu systemu promowania wykorzystania ciepła i chłodu z zasobów geotermalnych, pomp ciepła oraz energii słonecznej (przy zastosowaniu kolektorów słonecznych) oraz dokonaniu analizy zasadności wprowadzenia dodatkowych mechanizmów wsparcia dla ciepła i chłodu sieciowego wytwarzanego w odnawialnych źródłach energii (na przykład zielonych certyfikatów na ciepło z OZE).

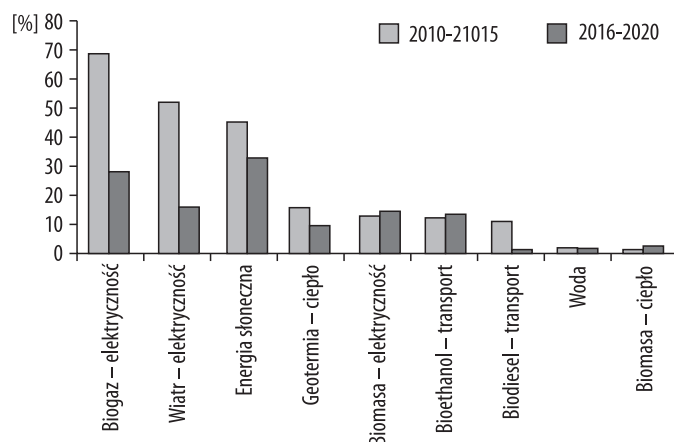
W artykule podjęto próbę przeprowadzenia porównawczej analizy opłacalności zarówno z punktu widzenia inwestora (analiza finansowa), jak i z punktu widzenia społecznego (analiza ekonomiczna) priorytetowych technologii OZE w Polsce. Przeprowadzono analizę opłacalności finansowej przy aktualnym systemie wsparcia poszczególnych technologii OZE, następnie opłacalności w warunkach wolnorynkowych, to jest bez systemu wsparcia. Taka analiza stanowiła dopiero punkt wyjścia dla propozycji „właściwego” minimalnego wsparcia (w ekwiwalencie dotacji) technologii zapewniającej opłacalność finansową. Następnie przeprowadzono analizę opłacalności ekonomicznej poszczególnych technologii OZE celem zweryfikowania zasadności przyznawanego wsparcia finansowego ze strony państwa.

1. Potencjał inwestycyjny i priorytetowe technologie w energetyce odnawialnej w Polsce do 2020 roku

Przyjęta przez rząd w listopadzie 2009 roku Polityka energetyczna Polski do 2030 roku wskazała nowy cel na 2020 rok – 15% udział odnawialnych źródeł energii. Jest to cel zgodny z nową dyrektywą 2009/28/WE. Nowa polityka energetyczna przewiduje dalszą dywersyfikację sektora energetyki odnawialnej w okresie 2010-2020. Do 2020 roku (perspektywa inwestorska) najszybsze roczne tempo wzrostu w całym sektorze rząd przewidywał w nowych technologiach, jak: biogaz, energetyka wiatrowa, energetyka słoneczna termiczna (rysunek 1). W pierwszej połowie dekady szczególnie wysokie tempo wzrostu (w sensie podaży energii) będzie miał biogaz rolniczy i energetyka wiatrowa (45-70% rocznie), a w drugiej w szczególności termiczna energetyka słoneczna (35%) i w dalszym ciągu biogaz i energetyka wiatrowa z bardzo wysokim (w obu przypadkach) tempem wzrostu rzędu 17-30% rocznie.

Rysunek 1

Średnioroczne tempo wzrostu rynku energetyki odnawialnej do 2020 roku [%]



Źródło: G. Wiśniewski, *Potencjał inwestycyjny w energetyce odnawialnej w Polsce do 2020 roku*, „Materiały Budowlane” 2011 nr 2.

Trafność wskazania priorytetowych technologii potwierdzają dane statystyczne za 2009 rok struktury nowych inwestycji w OZE (tabela 1).¹ Największe obroty na rynku sprzedaży i montażu technologii OZE do wytwarzania energii elektrycznej odnotowała energetyka wiatrowa i systemy kogeneracyjne na biomasę (łącznie z biogazem), a na rynku „zielonego” ciepła liderem była termiczna energetyka słoneczna (tu głównie kolektory słoneczne do podgrzewania ciepłej wody).

¹ G. Wiśniewski, *Potencjał inwestycyjny w energetyce odnawialnej w Polsce do 2020 roku*, „Materiały Budowlane” 2011 nr 2.

Tabela 1
Inwestycje i obroty na rynku energetyki odnawialnej w Polsce w 2009 roku

Wyszczególnienie	Polska [MW]	Polska [MW]	Polska, przyrost mocy [MW]	Nakłady jednostkowe [Euro/MW]	Obroty [mln Euro]
	2008	2009	2009/2008	2009	2009
Technologie „zielonej” energii elektrycznej (bez dużych elektrowni wodnych), w tym:	1548,3	2251,4	259,4		597,9
Elektrownie wiatrowe	451,1	725,0	259,4	1 300 000	337,2
Współspalanie biomasy z węglem	634,0*	1018,0*	384,0	265 000	101,8
Systemy CHP na biomasę	287,0	324,0	37,0	3 936 000	145,6
Mała energetyka wodna	175,2	183,0	7,8	1 531 000	11,9
Systemy PV	1,0	1,4	0,4	3 689 024	1,4
Technologie „zielonego” ciepła, w tym:	299,5	408,1	108,5		99,2
Kolektory słoneczne	256,2	357,0	100,8	892 857	90,0
Systemy geotermalne	29,1	36,3	7,3	1 252 000	9,1
Systemy ciepłownicze na biomasę	14,3	14,8	0,5	250 000	0,1
Wytwórnice biopaliw – razem					≈57,0
RAZEM					754,1

* umowna, przeliczeniowa moc jako równoważnik mocy w kotłach na czystą biomasę wg ilości energii wyprodukowanej wg URE w elektrowniach współpalających biomasę z węglem

Źródło: G. Wiśniewski, *Potencjał inwestycyjny...*, op.cit.; na podstawie danych statystycznych URE, GUS-u, IEO.

Szybki rozwój inwestycji, w szczególności w obszarze wytwarzania „zielonej” energii elektrycznej, zauważalny był w całej UE. Na rysunku 2 przedstawiono zestawienie nowych inwestycji w tym sektorze w UE na tle wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej, łącznie z mocami odinstalowanymi w starych źródłach². Na ogólną nową moc zainstalowaną 27,5 GW już ponad 62% stanowiły OZE – 17 GW, w tym energetyka wiatrowa 12,2 GW oraz fotowoltaika (zaraz po nowych mocach na gaz ziemny). Energetyka odnawialna już po raz drugi z rządu zapewniła więcej niż połowę nowych inwestycji w moce wytwórcze energii elektrycznej w UE. Warto zwrócić uwagę na fakt, że w 2009 r. w przypadku energetyki węglowej i jądrowej więcej starych mocy zostało zdeinstalowanych niż nowych zainstalowanych.

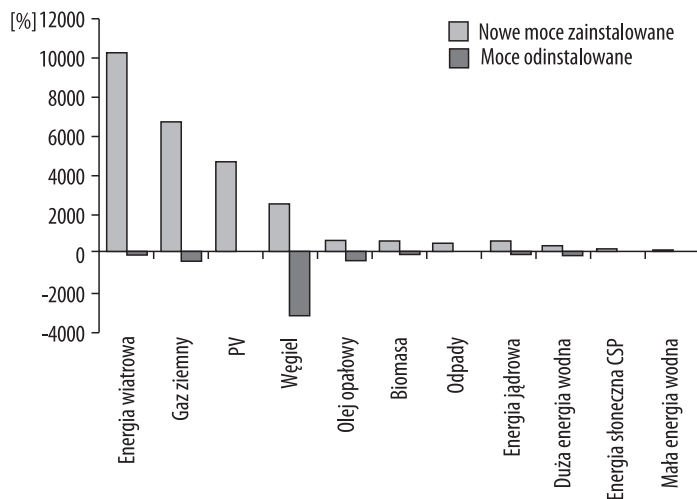
Nowe technologie OZE o najwyższych globalnych mocach zainstalowanych to kolektory słoneczne (do podgrzewania wody) – 180 GW i elektrownie wiatrowe – 159 MW.

Przytoczone dane świadczą o wysokiej dynamice przyrostu inwestycji w nowe technologie OZE pomimo bieżącego światowego kryzysu finansowego. Szereg przesłanek przemawia także za tezą o wysokim potencjale rozwoju rynku w dłuższej perspektywie.

² *Renewables account for 62% of the new electricity generation capacity installed in the EU in 2009*. Publication of Joint Research Centre of the European Commission IP/10/886, Brussels, 05th July 2010.

Rysunek 2

Zestawienie nowych inwestycji w sektorze OZE w UE na tle wszystkich inwestycji w wytwarzanie energii elektrycznej



Źródło: *Renewables account for 62% of the new electricity generation capacity installed in the EU in 2009*. Publication of Joint Research Centre of the European Commission IP/10/886, Brussels, 05th July 2010, Za: G. Wiśniewski: *Potencjał inwestycyjny... op.cit.*

2. Charakterystyka instrumentów wsparcia inwestycji w OZE w Polsce do 2020 roku

Identyfikacja oraz charakterystyka stanu prawnego i instrumentów wsparcia inwestycji w poszczególne technologie energetyki odnawialnej w Polsce umożliwia prawidłowe przeprowadzenie oceny opłacalności inwestycji w poszczególne technologie OZE.

Obecnie ustawowe wsparcie dla wytwórców energii z OZE obejmuje:

1. Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej z OZE i kogeneracji lub uiszczenia opłaty zastępczej, nałożony na sprzedawców energii do odbiorców końcowych. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne.
2. Obowiązek zakupu energii produkowanej z OZE nałożony na sprzedawców z urzędu. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne.
3. Obowiązek operatorów sieci elektroenergetycznych priorytetowego udostępniania sieci dla energii z OZE i z kogeneracji. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne.

4. Obniżenie o połowę opłaty za przyłączenie do sieci uiszczanej na rzecz operatorów sieci elektroenergetycznych, ustalonej na podstawie rzeczywistych kosztów poniesionych na realizację przyłączenia, dla odnawialnych źródeł energii o mocy zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy do 1 MW. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne.
5. Zwolnienie wytwórców energii elektrycznej w OZE o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW z wnoszenia:
 - opłaty skarbowej za wydanie koncesji,
 - opłaty skarbowej za wydanie świadectwa pochodzenia,
 - do budżetu państwa corocznej opłaty za uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii w OZE.Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne. Ponadto producenci energii elektrycznej z biogazu rolniczego są zwolnieni z konieczności posiadania koncesji, lecz są zobowiązani do dokonania wpisu do rejestru prowadzonego przez prezesa Agencji Rynku Rolnego.
6. Zwolnienie energii wyprodukowanej w źródłach odnawialnych z podatku akcyzowego (20zł/MWh) przy jej sprzedaży odbiorcom końcowym. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa o podatku akcyzowym.
7. Specjalne zasady bilansowania handlowego dla farm wiatrowych. Podstawę prawną tego wsparcia stanowi ustawa – Prawo energetyczne oraz IRIESP PSE Operator SA.

Z punktu widzenia inwestora na rynku OZE ważne są pewne wartości referencyjne dotyczące obowiązującego systemu wsparcia OZ. Zestawienie wartości referencyjnych na 2011 roku zawiera tabela 2.

Ustawa z dnia 8 stycznia 2010 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw³ wprowadza najnowsze zmiany, między innymi dla „zielonej energii” oraz dla energii kogeneracyjnej. Wprowadza trzy rodzaje certyfikatów dla energii wytworzonej w wysoko sprawnej kogeneracji:

- dla jednostek o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej źródła do 1 MW lub opalanych paliwami gazowymi – żółte certyfikaty;
- dla jednostek o mocy powyżej 1 MW innych niż opalane paliwami gazowymi, metanem i gazem z przetwarzania biomasy – czerwone certyfikaty;
- dla jednostek opalanych gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy lub metanem uwalnianym i ujmowanym przy odmetanowaniu kopalń – fioletowe certyfikaty.

W myśl dodanego art. 9e ust. 1a ustawy przedsiębiorcy wytwarzający energię elektryczną i ciepło w źródle odnawialnym, spełniającym jednocześnie warunki wysoko sprawnej kogeneracji, od 11 marca 2010 roku mogą już ubiegać się o wydanie, dla tej samej ilości wytworzonej energii elektrycznej, świadectwa pochodzenia OZE, o którym mowa w art. 9e ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, i jednocześnie świadectwa pochodzenia CHP, o którym mowa w art. 9l ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne. Zostały tym samym rozwiązane dotychczasowe wąt-

³ Dz. U. nr 21, poz. 104.

Tabela 2
Wartości referencyjne dotyczące systemu wsparcia OZE na 2011 rok

Wyszczególnienie	Jednostkowe wartości [zł/MWh]
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za 2010 rok (ogłoszona przez Prezesa UREa)	195,32
Średnia cena sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysoko sprawnej kogeneracji w 2010 roku w jednostce kogeneracji (ogłoszona przez Prezesa UREb):	
a) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej energii elektrycznej źródła poniżej 1 MW	187,74
b) opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy	243,59
c) innej niż wymieniona w punkcie a) i b)	190,47
Jednostkowa opłata zastępcza (OZE) po waloryzacji obowiązująca w 2011 roku (ogłoszona przez Prezesa UREc)	274,91
Jednostkowe opłaty zastępcze obowiązujące w 2011 r. dla kogeneracji (ogłoszone przez Prezesa UREd):	
a) opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej mocy zainstalowanej energii elektrycznej źródła poniżej 1 MW, Ozg (odnoszące się do żółtych certyfikatów)	127,15
b) opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy, Ozm (odnoszące się do fioletowych certyfikatów)	59,16
c) innej niż wymieniona w punkcie a) i b), Ozk (odnoszące się do czerwonych certyfikatów)	29,58
Średnia cena praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE (PMOZE_A) z TGE za 07.2011 roku	281,84
Średnia cena praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej paliwami gazowymi lub o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej do 1 MW (PMGM) z TGE za 07.2011 roku	121,59
Średnia cena praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w kogeneracji opalanej metanem uwalnianym i ujmowanym przy dołowych robotach górniczych w czynnych, likwidowanych lub zlikwidowanych kopalniach węgla kamiennego lub gazem uzyskiwanym z przetwarzania biomasy (PMMET) z TGE za 2010 rok	-
Średnia cena praw majątkowych do świadectw pochodzenia dla energii elektrycznej wyprodukowanej w pozostałych jednostkach kogeneracyjnych (PMEC) z TGE za 2010 rok	22,6

^a Prezes URE: *Informacja nr 8/2011 w sprawie średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym za rok 2010*, Warszawa 31 marca 2011.

^b Prezes URE: *Informacja nr 9/2011 w sprawie średnich cen sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w wysoko sprawnej kogeneracji za 2010 rok*, Warszawa 31 marca 2011.

^c Prezes URE: *Informacja nr 3/2011 w sprawie zwaloryzowanej jednostkowej opłaty zastępczej, jaką należy stosować w celu obliczenia opłaty zastępczej przy realizacji obowiązku, o którym mowa w art. 9a ust. 1 i 2 ustawy – Prawo energetyczne za 2011 r.*, Warszawa 7 lutego 2011.

^d Prezes URE: *Informacja Prezesa URE nr 9/2010 w sprawie jednostkowych opłat zastępczych dla kogeneracji obowiązujących w 2011 r.*, Warszawa 28 maja 2010.

Źródło: opracowanie własne.

pliwości interpretacyjne dotyczące możliwości otrzymania dwóch rodzajów świadectw pochodzenia dla tej samej ilości wytworzonej energii elektrycznej w źródle odnawialnym, spełniającym jednocześnie warunki wysoko sprawnej kogeneracji. Ustawa stwarza również podstawy prawne dla rozwoju technologii włączania biometanu do sieci przesyłowej – tak zwane brązowe certyfikaty. Rozwój tej technologii jest uzależniony od kształtu oczekiwanego rozporządzenia wykonawczego⁴ do ustawy – Prawo energetyczne, w którym będą określone między innymi: sposób przeliczania ilości wytworzonego biogazu rolniczego na ekwiwalentną ilość energii elektrycznej, wytworzonej w OZE, wysokość rekompensaty oraz warunki techniczne, jakim powinien odpowiadać zatłaczany do sieci biogaz, a także warunki przyłączenia. Te zmiany zadecydują o opłacalności ekonomicznej i konkurencyjności tej metody w porównaniu z wytwarzaniem energii i ciepła w kogeneracji.

Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 lipca 2011 r. w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia z kogeneracji oraz szczegółowego zakresu obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia tych świadectw, uiszczania opłaty zastępczej i obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w wysoko sprawnej kogeneracji⁵ wchodzi w życie 10 września 2011 roku i zastępuje poprzednie rozporządzenie (Dz. U. nr 185/2007 r., poz. 1314). Zobowiązania ilościowe kształtują się następująco: w odniesieniu do tak zwanych żółtych certyfikatów – bez zmian w stosunku do rozporządzenia z 2007 roku: 3,3% w 2011 roku, 3,5% w 2012 roku; w odniesieniu do tak zwanych fioletowych certyfikatów okres wsparcia określono do 2018 roku: 0,4% w 2011 roku, 0,6% w 2012 roku, 0,9% w 2013 roku, 1,1% w 2014 roku, 1,3% w 2015 roku, 1,5% w 2016 roku, 1,8% w 2017 roku, 2,3% w 2018 roku; w odniesieniu do tak zwanych czerwonych certyfikatów: 22,2% w 2011 roku, 23,2% w 2012 roku.

O ile obowiązywanie świadectw pochodzenia zielonych (do 2017 roku) i fioletowych (do 2018 roku) jest zagwarantowane na kilka lat wcześniej, obowiązywanie świadectw żółtych i czerwonych gwarantuje się jak na razie tylko do 2012 roku łącznie. Najnowszy projekt rozporządzenia dotyczącego „zielonej” energii elektrycznej i ciepła gwarantuje mechanizm wsparcia do 2020 roku, wyznaczając następujące zobowiązania ilościowe uzyskania i przedstawienia do umorzenia prezesowi URE zielonych świadectw pochodzenia lub uiszczania opłaty zastępczej: 10,4% w 2011 i 2012 roku, 10,9% w 2013 roku, 11,4% w 2014 roku, 11,9% w 2015 roku, 12,4% w 2016 roku, 12,9% w 2017 roku, 13,4% w 2018 roku, 13,9% w 2019 roku, 14,4% w 2020 roku.

⁴ Projekt rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie potwierdzania danych dotyczących ilości wytwarzanego biogazu rolniczego wprowadzanego do sieci dystrybucyjnej gazowej. 10 września 2010 roku, Wersja nr 0,10.

⁵ Dz. U. nr 176/2011, poz. 1052.

3. Porównawcza ocena opłacalności finansowo-ekonomicznej oraz wymagany poziom wsparcia priorytetowych technologii OZE w Polsce

W odniesieniu do oceny opłacalności poszczególnych technologii OZE wykorzystano opracowania eksperckie IEO i Komisji Europejskiej oraz dokonano szczegółowych analiz opłacalności priorytetowych technologii w zakresie OZE w Polsce: energetyki wiatrowej, technologii biogazowych oraz energetyki słonecznej (kolektory słoneczne), a także określono minimalny poziom wsparcia finansowego (w ekwiwalencie dotacji) poszczególnych technologii ze strony państwa. Wykorzystano autorski model finansowy opracowany z myślą o poszczególnych technologiach.

Przeprowadzenie analizy porównawczej opłacalności priorytetowych technologii OZE w Polsce wymagało przyjęcia spójnych założeń wyjściowych. W szczególności dotyczyły prognozy cen energii „czarnej”, świadectw pochodzenia energii z OZE oraz wysoko sprawnej kogeneracji, stopy inflacji, struktury i kosztu kapitału z poszczególnych źródeł. Przeprowadzono analizę opłacalności finansowej przy aktualnym systemie wsparcia poszczególnych technologii OZE, następnie opłacalności w warunkach wolnorynkowych, to jest bez systemu wsparcia. Taka analiza stanowiła dopiero punkt wyjścia dla propozycji „właściwego” minimalnego wsparcia (w ekwiwalencie dotacji) technologii zapewniającej opłacalność finansową. Następnie przeprowadzono analizę opłacalności ekonomicznej poszczególnych technologii OZE celem zweryfikowania zasadności przyznawanego wsparcia finansowego ze strony państwa.

Wartości referencyjne dotyczące bieżącej ceny energii oraz świadectw pochodzenia energii na 2011 roku zostały zebrane w tabeli 2 i przedstawione w ramach omawiania otoczenia prawnego sektora OZE w Polsce. W odniesieniu do prognozy cen energii elektrycznej w czasie życia rozważanych projektów w każdej technologii – przyjęto czas życia 20 lat, posłużono się prognozą ekspercką IEO wykonaną w sierpniu 2011 roku.⁶ Ze względu na dotychczasowe trendy cenowe (średnie ceny sprzedaży za rok ubiegły ogłaszane corocznie przez prezesa URE) wydaje się, że przewidywania o skokowym wzroście cen energii do 2013 roku nie sprawdzają się. Stąd też bardziej prawdopodobna wydaje się teza o bardziej zrównoważonym i stopniowym wzroście cen energii w ciągu najbliż-

⁶ IEO za punkt wyjścia do prognozy eksperckiej przyjęło następujące opracowania zawierające prognozy cenowe: Polityka energetyczna Polski do 2030 r. (w jej ramach prognozę wykonaną przez Agencję Rynku Energii S.A. w 2009 roku na podstawie danych dostępnych w 2008 roku); Raport „Dostosowanie systemu wsparcia dla energii elektrycznej pochodzącej z odnawialnych źródeł energii do zmian zachodzących w kosztach wytwarzania energii z paliw kopalnych” wykonany przez Case Doradcy w grudniu 2009 roku na zlecenie Ministerstwa Gospodarki; praktyka inwestorska w zakresie prognozowania cen energii „czarnej” – reprezentowana przez polskie duże przedsiębiorstwa energetyczne, podejście zagranicznych przedsiębiorstw energetycznych inwestujących w Polsce.

szych kilku lat. W modelach ekonomicznych, stanowiących podstawę do obliczeń opłacalności inwestycji, IEO zakłada obecnie 5% roczne wzrosty cen energii czarnej do 2020 roku oraz 2% po 2020 roku.

Odnosnie do prognozy cen świadectw pochodzenia energii zgodnie z opinią ekspercką IEO założono, że do 2018 roku jednostkowe przychody z tytułu zielonych świadectw pochodzenia oraz do 2020 roku kogeneracyjnych świadectw pochodzenia będą rosły zgodnie z tempem wzrostu cen energii elektrycznej (5%). Następnie założono utrzymanie obecnego systemu wsparcia, ale zmniejszenie jego intensywności i skompensowanie względnego spadku cen jednostkowych świadectw wzrostem cen za sprzedawaną energię. Spełniony jest tym samym warunek zachowania stałego sumarycznego przychodu z tytułu świadectw pochodzenia i energii elektrycznej.

Przyjęto współczynnik inflacji w całym okresie życia inwestycji 2,5%. W odniesieniu do struktury finansowania w wariantcie podstawowym przyjęto udział kapitału własnego 20% oraz kredytu komercyjnego 80%, przy czym stopę kosztu kapitału własnego (określoną na podstawie kosztu alternatywnego kapitału dla inwestora) przyjęto na poziomie 8,00% oraz kosztu kapitału obcego 8,5% przy kredytowaniu 12-letnim; dla technologii produkcji ciepła z kolektorów słonecznych stopę kosztu kapitału własnego przyjęto na poziomie 5% (określoną na podstawie kosztu alternatywnego kapitału dla gospodarstw domowych).

Cenę sprzedaży ciepła z biogazowni możliwą do uzyskania przyjęto na poziomie 22 PLN/GJ.

Obliczoną przy powyższych założeniach efektywność finansową należy porównać z efektywnością ekonomiczną (społeczną) w celu ustalenia zasadności wysokości udzielanego wsparcia ze strony państwa. Rachunek przepływów pieniężnych na potrzeby oceny efektywności ekonomicznej można sporządzić, dokonując pewnych korekt w rachunku przepływów pieniężnych, sporządzonym na etapie oceny efektywności finansowej przedsięwzięcia, poprzez:

- usunięcie z rozpatrywanych strumieni pieniężnych elementów transferów, jak podatki, cła, subwencje, dotacje, transakcje kredytowe (o ile zostały uwzględnione na etapie analizy finansowej);
- wyeliminowanie istniejących zniekształceń, polegające na szacowaniu cen, jeśli takie nie istnieją (dotyczy to kosztów i korzyści zewnętrznych oraz dóbr publicznych), lub korygowaniu cen obserwowanych na rynkach, ale nie odzwierciedlających wartości społecznej dóbr i usług – w odniesieniu do rozpatrywanych inwestycji w OZE przyjęto, że cena energii jest ceną efektywnościową, odzwierciedlającą wartość społeczną;
- korektę stopy dyskontowej zastosowanej na etapie analizy finansowej do społecznej stopy dyskontowej (*Social Discount Rate* – SDR); Komisja Europejska na potrzeby analizy kosztów i korzyści zaleca stosowanie SDR na poziomie 5,5%.⁷

⁷ Przewodnik do analizy kosztów i korzyści przedsięwzięć inwestycyjnych, Komisja Europejska, Raport końcowy, 16.06.2008, s. 15.

W przypadku inwestycji w OZE istotne korekty polegają na oszacowaniu wartości środowiskowych korzyści oraz ewentualnych kosztów zewnętrznych. Zastosowano szacunki będące rezultatem projektu Komisji Europejskiej CASES⁸ (*Cost Assessment of Sustainable Energy Systems*) z 2008 roku. Przeprowadzone w projekcie CASES analizy dowiodły że analizowane tam technologie OZE to generalnie „czyste” technologie (dotyczy technologii do produkcji energii elektrycznej; odrębnie przeprowadzano analizy inwestycji CHP) – udział kosztów zewnętrznych w całkowitym koszcie produkcji stanowi, w zależności od technologii OZE, od 1% do 2% kosztu całkowitego (dla porównania – dla technologii węglowych najwyższy udział kosztów zewnętrznych to około 50% kosztu całkowitego).⁹ Korzyści środowiskowe inwestycji w OZE mogą być oszacowane na podstawie wysokości kosztów unikniętych. W warunkach polskich można przyjąć, że OZE zastępują paliwa konwencjonalne. Jako uniknięty koszt środowiskowy przyjęto wysokość kosztu środowiskowego produkcji energii w elektrowni węglowej kondensacyjnej. Oszacowania kosztów zewnętrznych obejmowały wpływ na zdrowie ludzi, florę i faunę, emisję substancji radioaktywnych oraz emisję gazów cieplarnianych w całym cyklu życia. Zestawienie kosztów zewnętrznych w Polsce dla rozpatrywanych technologii zawiera tabela 3.

Tabela 3

Koszt zewnętrzny produkcji energii w Polsce dla wybranych technologii OZE według CASES

Technologia	Środowiskowy koszt zewnętrzny 2005-2010 [Ec/kWh]	Środowiskowy koszt zewnętrzny 2005-2010 [PLN/MWh] 1 EUR = 4 PLN	Środowiskowy koszt zewnętrzny – 2020 rok [Ec/kWh]	Środowiskowy koszt zewnętrzny – 2030 rok [Ec/kWh]
Energetyka wiatrowa lądowa	0,1069 (2% k. całkowitego)	4,276	0,0804 (1% k. całkowitego)	0,0839 (1% k. całkowitego)
Biogazownia (CHP)	3,5405 (ok. 11% k. całkowitego)	141,62	4,6702 (26% k. całkowitego)	5,0597 (44% k. całkowitego)
Kolektory słoneczne (produkcja energii elektrycznej)	0,1248 (1% k. całkowitego)	5	0,1292 (1% k. całkowitego)	0,1248 (1% k. całkowitego)
Elektrownia węglowa kondensacyjna	3,2518 (49% k. całkowitego)	130	3,8018 (54% k. całkowitego)	4,7108 (60% k. całkowitego)

Źródło: opracowanie własne na podstawie: CASES, *Full cost estimates of the use of different energy sources*, EC, September 2008.

Może dziwić wysokość kosztu zewnętrznego dla elektrociepłowni biogazowej (większość tego kosztu związana z wpływem na zdrowie ludzi), jest on nawet nieco wyższy w porównaniu z kosztem zewnętrznym dla elektrowni węglowej kondensacyjnej. Technologia biogazowa jest generalnie droga (koszt prywatny ponad 30 Ec/kWh), więc w ujęciu procentowym koszt zewnętrzny stanowi nie-

⁸ CASES – *Costs assessment of sustainable energy systems, WP 6 Report: Development of a set of full cost estimates of the use of different energy sources and its comparative assessment in EU countries*, EC, September 2008.

⁹ Ibidem, p. 16.

wielką część kosztu całkowitego (inaczej społecznego: koszt prywatny i zewnętrzny), podczas gdy dla elektrowni węglowej stanowi około 50% kosztu całkowitego. Oczekiwany koszt prywatny dla biogazowni na 2020 roku jest około trzykrotnie niższy, ale koszt zewnętrzny nieco wzrasta aż do 2030 roku (okres objęty prognozą). To samo dotyczy innych technologii (poza wiatrową, która zresztą obciążona jest minimalnymi kosztami zewnętrznymi). Należy pamiętać, że kategorie kosztów stanowiące największy udział w oszacowanym koszcie zewnętrznym to wpływ na zdrowie i życie ludzi, które to kategorie w większości opierają się na szacunku gotowości do zapłaty (*willingness to pay*, WTP). Wraz ze wzrostem zamożności społeczeństw WTP będzie rosło.

Jako bazowe inwestycje do analiz modelowych przyjęto:

1. Budowę lądowej farmy wiatrowej o mocy zainstalowanej 50 MW. Podstawowe parametry:
 - sprawność – 27%;
 - produkcja energii – 118341 MWh/rok;
 - nakłady inwestycyjne – 320 000 000 PLN;
 - koszty operacyjne – 9 018 000 PLN rocznie;
 - struktura przychodów – 60 703 000 PLN w 2012 roku:
 - sprzedaż energii elektrycznej 24 848 000 PLN,
 - sprzedaż zielonych certyfikatów 35 855 000 PLN.

Zestawienie kryteriów oceny opłacalności finansowej oraz ekonomicznej zawiera tabela 6.

Tabela 4

Kryteria oceny opłacalności finansowej i ekonomicznej modelowej farmy wiatrowej 50 MW

Wyszczególnienie	Inwestycja	NPV [PLN]	IRR [%]	PB [lata]	DPB [lata]
Efektywność finansowa dla inwestora; $k = 8\%$	Park wiatrowy 50MW	356 675 000	30,93	5	5,83
Efektywność finansowa bez wsparcia państwa; $k = 8\%$	Park wiatrowy 50MW	-81 036 000	-	-	-
Efektywność ekonomiczna (społeczna); SDR = 5,5%	Park wiatrowy 50MW	537 638 000	15,74	7,74	9,88

Źródło: opracowanie własne.

Analiza typowej inwestycji w energetykę wiatrową zdaje się potwierdzać często wyrażany w literaturze pogląd, jakoby efektywność ekonomiczna tych inwestycji była zdecydowanie wyższa od ich efektywności finansowej (bez wsparcia państwa). Efektywność ekonomiczna kształtuje się na wysokim poziomie, a zatem energetyka wiatrowa powinna być rozwijana, gdyż prowadzi to do wzrostu dobrobytu społecznego. Jednak inwestycje nie są efektywne finansowo, a zatem bez ingerencji państwa rynek nie doprowadziłby do ich realizacji, prowadząc do ubytku dobrobytu społecznego. Wysoka efektywność ekonomiczna, przy niskiej, często ujemnej efektywności finansowej inwestycji w energetykę odnawialną, potwierdza zasadność działań państwa w celu wsparcia rozwoju tego sektora.

Jednak w przypadku modelowej farmy wiatrowej efektywność finansowa wykreowana przez mechanizmy wsparcia jest zbyt wysoka, to jest nieuzasadniony ze społecznego punktu widzenia transfer do inwestora. Mechanizmy wsparcia powinny być tak dobrane, aby zapewnić inwestorowi minimalną oczekiwaną stopę zwrotu, stanowiącą rekompensatę za czas i ryzyko. System wsparcia w obecnym kształcie generuje dla inwestorów (w szczególności dużych farm wiatrowych) ponadprzeciętną stopę zwrotu (w przykładzie IRR = 31%). A zatem zapowiedziane w KPD-e zróżnicowanie systemu wsparcia ze względu na technologie i skalę inwestycji jest bardzo pożądane ze społecznego punktu widzenia.

Wartość inwestycji (NPV) przy samofinansowaniu, bez uwzględnienia mechanizmów wsparcia, to -81 036 000 PLN, a więc inwestycja wykazałaby stratę. W tabeli przedstawiono wartość tworzoną przez w tym przypadku jeden mechanizm wsparcia, jakim są przychody ze sprzedaży praw majątkowych do certyfikatów energii z OZE.

Tabela 5

Analiza wartości modelowego projektu budowy farmy wiatrowej tworzonej przez mechanizmy wsparcia

Kategorie wartości	Wartość [PLN]
Wartość przedsięwzięcia przy samofinansowaniu	-81 036 000
Wartość tworzona przez mechanizm wsparcia:	
Przychody z tytułu zielonych certyfikatów	+437 711 000
NPV z mechanizmami wsparcia	+356 675 000

Źródło: opracowanie własne.

Następnie określono minimalne wymagane wsparcie ze strony państwa – wyliczone w ekwiwalencie dotacji, zapewniające możliwość uruchomienia inwestycji zapewniającej inwestorowi wymaganą stopę zwrotu 8%. Minimalne wsparcie w formie dotacji wynosi przy stopie dyskontowej 8% 81 036 000 PLN, co stanowi 25,3% nakładów inwestycyjnych.

2. Budowę elektrociepłowni biogazowej rolniczej o mocy 0,86 MWel (dla instalacji poniżej 1MWel możliwość uzyskania żółtych świadectw pochodzenia z kogeneracji). Podstawowe parametry:

Wsad:

- gnojowica świńska – 30.000 t/r, substrat własny pozyskiwany jako darmowy odpad;
- kiszonka kukurydzy – 15.000 t/r, pozyskiwana po cenie rynkowej – 100 PLN/t.

Przechowywanie przefermentowanej pulpy: wybrano laguny, co jest rozwiązaniem znacznie tańszym niż budowa zbiornika żelbetowego; warunek dostępności wystarczającej ilości terenu pod inwestycję: 4 ha.

Produkcja energii:

- energii elektrycznej – 6,9 GWh/r;
- ciepła – 28,0 TJ/r.

Pulpa pofermentacyjna (ilość: 41,2 tys. m³/r):

- sposób przechowywania – laguny – 2,3 ha;
- sposób zagospodarowania – wykorzystanie na polach własnych;
- wymagana powierzchnia pól do nawożenia – 1,5 tys. ha.

Nakłady inwestycyjne – 15 518 728 PLN.

Koszty operacyjne bez amortyzacji – 3 861 503 PLN.

Struktura przychodów – 5 110 833 PLN w 2013 roku):

- sprzedaż energii elektrycznej 1 344 684 PLN;
- sprzedaż ciepła 164 406 PLN;
- sprzedaż zielonych certyfikatów 1 940 332 PLN;
- sprzedaż żółtych certyfikatów 837 089 PLN;
- rekompensata (uniknięty wydatek) za wykorzystanie pulpy na polach własnych 824 322 PLN.

Dokonano również wariantowej oceny opłacalności finansowej z uwagi na istnienie wielu czynników ryzyka w przypadku budowy biogazowni, jak:

- Konieczność zakupu gnojowicy po cenie około 50 PLN/t: gnojowica w porównaniu z innymi substancjami charakteryzuje się niższą produktywnością biogazu. W porównaniu z kiszonką kukurydzy 1 tona gnojowicy wyprodukuje 6-krotnie mniej biogazu. Natomiast cena za zakup 1 tony gnojowicy jako substratu jest 2-krotnie niższa. Jeżeli za substraty trzeba będzie płacić, lepiej zdecydować się na materiał o wyższej produktywności biogazu.
- Przekazywanie przefermentowanej pulpy za darmo okolicznym rolnikom: analizowana biogazownia wykorzystuje pulpę pofermentacyjną na polach własnych (założono, że przy braku własnego nawozu koszt zakupu wynosi 20 PLN/t); w analizie wrażliwości rozważano również inne opcje, na przykład możliwość przekazania nieodpłatnie okolicznym rolnikom (brak przychodów rzędu 15%).
- Brak wystarczającej ilości terenu, co powoduje konieczność budowy zbiornika żelbetowego zamiast lagun: budowa zbiornika żelbetowego do przechowania takiej samej ilości pulpy pofermentacyjnej przez 6 miesięcy w roku charakteryzuje się wielokrotnie wyższymi jednostkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Przeprowadzona wariantowa ocena opłacalności typowej inwestycji w biogazownię rolniczą poniżej 1 MWel wskazuje, że przy obecnym systemie wsparcia tego typu inwestycje są na granicy opłacalności lub są nieopłacalne (tabela 8). Dodatkowo inwestycje w biogazownie charakteryzują się dużą liczbą czynników ryzyka wybitnie wpływających na opłacalność finansową. Spełnienie tylko jednego z wymienionych powyżej czynników powoduje, że inwestycja staje się nieopłacalna, generując ogromną stratę. Potwierdza to również zasadność zapowiedzianego zróżnicowania systemu wsparcia ze względu na technologię i skalę inwestycji. Oczywiście, analiza opłacalności biogazowni w przypadku braku instrumentów wsparcia wskazuje na zupełny brak wykonalności finansowej tego typu inwestycji. Ocena opłacalności ekonomicznej – przy zastosowaniu wartości środowiskowych efektów zewnętrznych według projektu CASES KE – wskazuje również na brak opłacalności z punktu widzenia społecznego. Uzasadnieniem

Tabela 6

Kryteria oceny opłacalności finansowej i ekonomicznej modelowej biogazowni 0,86 MWel

Wyszczególnienie	Inwestycja	NPV [zł]	IRR [%]	PB [lata]	DPB [lata]
Efektywność finansowa dla inwestora; k = 8%	Biogazownia rolnicza 0,86MWel	4 060 000	17,5%	6,4	8,37
	a) Konieczność zakupu gnojowicy (50 PLN/t)	-10 145 910	-	-	-
	b) Przekazywanie przefermentowanej pulpy za darmo okolicznym rolnikom	-3 659 644	-	-	-
	c) konieczność budowy zbiornika żelbetowego zamiast lagun	- 7 000 000	-	-	-
Efektywność finansowa bez wsparcia państwa; k = 8%	Biogazownia rolnicza 0,86MWel	-22 631 972	-	-	-
Efektywność ekonomiczna; SDR = 5,5%	Biogazownia rolnicza 0,86MWel	-31 853 363	-	-	-

Źródło: opracowanie własne.

realizacji programu rozwoju biogazowni w Polsce może być tylko realizacja ważnych celów społecznych nie uwzględnionych w modelu.

Wartość inwestycji (NPV) przy samofinansowaniu, bez uwzględnienia mechanizmów wsparcia, to -22 631 972 PLN, a więc inwestycja wykazałaby wysoką stratę. W tabeli 7 przedstawiono wartość tworzoną przez poszczególne mechanizmy wsparcia.

Tabela 7

Analiza wartości modelowego projektu budowy biogazowni 0,86 MWel tworzonej przez poszczególne mechanizmy wsparcia

Kategorie wartości	Wartość [PLN]
Wartość przedsięwzięcia przy samofinansowaniu	-31 932 156
Wartość tworzona przez mechanizm wsparcia:	
Przychody z tytułu zielonych certyfikatów	+27 232 417
Przychody z tytułu żółtych certyfikatów	+8 757 975
Kredyt preferencyjny	0
NPV z mechanizmami wsparcia	+4 058 236

Źródło: opracowanie własne.

Następnie obliczono minimalne wymagane wsparcie ze strony państwa – wyliczone w ekwiwalencie dotacji, stwarzające możliwość uruchomienia inwestycji zapewniającej inwestorowi wymaganą stopę zwrotu 8%. Minimalne wsparcie wynosi 22 784 541 PLN, co stanowi aż 147% nakładów inwestycyjnych.

3. Rozważano również opłacalność budowy biogazowni o mocy zainstalowanej wyższej od 1 MWel (dokładnie 1,03 MWel).

Skutkuje to obniżeniem przychodów ze względu na przysługujące tańsze świadectwa fioletowe z kogeneracji zamiast droższych świadectw żółtych. Przychody z tytułu fioletowych certyfikatów wynoszą blisko 500 tys. PLN/rok, co stanowi około 10,5% przychodów rocznych (dla biogazowni 0,86 MWel przychody z tytułu żółtych certyfikatów to 837 tys. PLN/rok, co stanowi 19,5% przychodów rocznych). Okazuje się, że tak niewielka zmiana w mocy zainstalowanej doprowadzi do braku opłacalności finansowej inwestycji (tabela 8). Podobnie jak dla biogazowni 0,86 MWel, inwestycja nie jest również opłacalna ekonomicznie.

Tabela 8
Kryteria oceny opłacalności finansowej i ekonomicznej modelowej biogazowni 1,03 MWel

Wyszczególnienie	Inwestycja	NPV [PLN]	IRR [%]	PB [lata]	DPB [lata]
Efektywność finansowa dla inwestora (FCFE); k = 8%	Biogazownia rolnicza 1,03 MWel	-70 494	7,8%	9,6*	-
Efektywność finansowa bez wsparcia państwa; k = 8%	Biogazownia rolnicza 1,03 MWel	- 25 245 128	-	-	-
Efektywność ekonomiczna; SDR = 5,5%	Biogazownia rolnicza 1,03 MWel	-35 577 371	-	-	-

*projekt nietypowy, w okresie eksploatacji są również przepływy ujemne

Źródło: opracowanie własne.

Następnie wskazano minimalne wymagane wsparcie ze strony państwa – wyliczone w ekwiwalencie dotacji, stwarzające możliwość uruchomienia inwestycji zapewniającej inwestorowi wymaganą stopę zwrotu 8%. Minimalne wsparcie wynosi 25 245 128 PLN, co stanowi aż 145% nakładów inwestycyjnych.

4. Budowę elektrociepłowni biogazowej utylizacyjnej (ma odmienną specyfikę w stosunku do biogazowni rolniczej) o mocy 1,81 MWel (dla instalacji powyżej 1MWel możliwość uzyskania fioletowych świadectw pochodzenia z kogeneracji). Podstawowe parametry:

Wsad:

- odpady przyjęte do utylizacji (opłata za przyjęcie do utylizacji (70 PLN/t): krew 2 tys. t/r, tłuszcz z odłuszczaczy 3 tys. t/r, wnętrzności i części mięsne 500 t/r, skratki 2 tys. t/r;
- odpady nabywane po cenie rynkowej (50 PLN/t): odpady kuchenne 9 tys. t/r, wywar pogorzelniany zbożowy 20 tys. t/r, odchody drobiowe podsuszone 10 tys. t/r.

Produkcja energii:

- energii elektrycznej – 14,5 GWh/r;
 - ciepła – 58,8 TJ/r
- Pulpa pofermentacyjna (ilość – 50,6 tys. t/r):
- sposób przechowywania – zbiornik;
 - sposób zagospodarowania – wylanie na łąki.
- Nakłady inwestycyjne – 37 728 513 PLN.

Koszty operacyjne bez amortyzacji – 5 055 957 PLN rocznie.

Struktura przychodów – 8 804 452 PLN w 2013 roku:

- sprzedaż energii elektrycznej – 2 829 522 PLN;
- sprzedaż ciepła – 510 002 PLN;
- sprzedaż zielonych certyfikatów – 4 082 902 PLN;
- sprzedaż fioletowych certyfikatów – 857 027 PLN;
- odpłatność za przyjęcie odpadów do utylizacji – 525 000 PLN.

Tabela 9

Kryteria oceny opłacalności finansowej i ekonomicznej modelowej biogazowni 1,81 MWel

Wyszczególnienie	Inwestycja	NPV [zł]	IRR [%]	PB [lata]	DPB [lata]
Efektywność finansowa dla inwestora; k = 8%	Biogazownia utylizacyjna 1,81 MWel	10 706 090	19	5,7	7,24
Efektywność finansowa bez wsparcia państwa; k = 8%	Biogazownia utylizacyjna 1,81 MWel	-40 751 374 zł	-	-	-
Efektywność ekonomiczna; SDR = 5,5%	Biogazownia utylizacyjna 1,81 MWel	-52 703 308	-	-	-

Źródło: opracowanie własne.

Podobnie jak w przypadku dwóch wcześniejszych modelowych przykładów, biogazownia utylizacyjna jest opłacalna finansowo (tabela 9), przy czym opłacalność jest na dość wysokim poziomie (IRR = 19%), natomiast w warunkach braku instrumentów wsparcia inwestycja biogazowa nie jest wykonalna finansowo. Przy przyjętych założeniach inwestycja nie wykazuje również opłacalności ekonomicznej.

Największą wrażliwość na zmianę parametrów pracy biogazowni utylizacyjnej wykazał brak możliwości wylewania pulpy pofermentacyjnej na łąki. Dla materiału pofermentacyjnego zawierającego materiał z produkcji przemysłowej możliwość taka istnieje, ale po spełnieniu określonych wymagań prawnych oraz logistycznych. W przypadku braku zgody na takie postępowanie pulpę pofermentacyjną należy odwozić. Suchą masę należy zutylizować poprzez spalanie w zakładzie utylizacyjnym, natomiast odciek zawrócić do zbiornika (co zmniejszy zapotrzebowania na wodę do rozcieńczenia), a nadmiar skierować do oczyszczalni ścieków. Natomiast koszt spalania frakcji stałej w zakładzie utylizacyjnym wynosi kilkaset złotych za tonę, co w praktyce eliminuje możliwość stosowania takiego rozwiązania ze względów ekonomicznych.

Wartość inwestycji (NPV) przy samofinansowaniu, bez uwzględnienia mechanizmów wsparcia, to -40 751 374 PLN, a więc inwestycja wykazałaby wysoką stratę. W tabeli 10 przedstawiono wartość tworzoną przez poszczególne mechanizmy wsparcia.

Następnie wskazano minimalne wymagane wsparcie ze strony państwa – wyliczone w ekwiwalencie dotacji, stwarzające możliwość uruchomienia inwestycji zapewniającej inwestorowi wymagana stopę zwrotu 8%. Minimalne wsparcie wynosi 40 751 374 PLN, co stanowi aż 108% nakładów inwestycyjnych.

Tabela 10
 Analiza wartości modelowego projektu budowy biogazowni 1,03 MWel tworzonej
 przez poszczególne mechanizmy wsparcia

Kategorie wartości	Wartość [PLN]
Wartość przedsięwzięcia przy samofinansowaniu	-44 908 188
Wartość tworzona przez mechanizm wsparcia:	
Przychody z tytułu zielonych certyfikatów	46 324 151
Przychody z tytułu fioletowych certyfikatów	9 290 127
Kredyt preferencyjny	0
NPV z mechanizmami wsparcia	+10 706 090

Źródło: opracowanie własne.

5. Instalację kolektorów słonecznych do przygotowania c.w.u. na domu jednorodzinnym w dwu wariantach: przy założeniu zmniejszenia kosztów ogrzewania gazowego oraz elektrycznego.

Analiza opłacalności instalacji kolektorów słonecznych do przygotowania c.w.u. opiera się na analizie unikniętych kosztów związanych ze zużyciem paliw konwencjonalnych w tradycyjnych (podstawowych) systemach przygotowania c.w.u. Analiza opłacalności została przeprowadzona w dwóch wariantach: przy założeniu, że energia z kolektorów słonecznych zmniejsza koszty związane z użytkowaniem kotła gazowego oraz bojlera elektrycznego.

Założenia do analizy opłacalności instalacji kolektorów słonecznych:

Średnia roczna produkcja ciepła – 2484 kW.

Nakłady inwestycyjne – 13 200 PLN.

Koszty operacyjne – wymiana płynu solarnego co 5 lat – 600 PLN, koszt przeglądów i napraw – 240 PLN rocznie (górna wartość), energia zużyta na pracę pompy cyrkulacyjnej – 48 PLN.

Uniknięte koszty zakupu gazu – 571 PLN rocznie.

Uniknięte koszty zakupu energii elektrycznej – 1732 PLN rocznie.

Wyniki wariantowej oceny opłacalności inwestycji prezentuje tabela 11.

W przypadku zmniejszania kosztów użycia kotła gazowego oraz możliwości pozyskania dotacji 45% kosztów kwalifikowanych inwestycja jest opłacalna. W przypadku braku wsparcia inwestycja wykazuje niewielką stratę –1 125 PLN. Równocześnie inwestycja wykazuje opłacalność ekonomiczną na wysokim poziomie.

W przypadku zmniejszenia kosztów elektrycznego podgrzewania wody inwestycja jest opłacalna finansowo niezależnie od możliwości pozyskania dotacji, przy czym opłacalność jest na wysokim poziomie. Opłacalność ekonomiczna jest również na wysokim poziomie.

Do obliczenia efektywności ekonomicznej zastosowano dostępne wskaźniki kosztów i korzyści środowiskowych. W ramach projektu CASES obliczono jedynie środowiskowy koszt zewnętrzny produkcji energii. Zastosowany zatem wskaźnik kosztu zewnętrznego dla kolektorów słonecznych jest przeszacowany,

Tabela 11

Kryteria oceny opłacalności finansowej i ekonomicznej modelowej instalacji kolektorów słonecznych do przygotowania c.w.u. na domu jednorodzinnym

Wyszczególnienie	Inwestycja	NPV [zł]	IRR [%]	PB [lata]	DPB [lata]
Efektywność finansowa dla inwestora; k = 5%	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik gaz ziemny	5 400	9,69	11,2	14,1
	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik energia elektryczna	18 413	37,71	2,8	3,1
Efektywność finansowa bez wsparcia państwa; k = 5%	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik gaz ziemny	-1 125	3,86	17,6	-
	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik energia elektryczna	11 656	19,33	8,8	10,9
Efektywność ekonomiczna; SDR = 5,5%	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik gaz ziemny	5 685	9,21	11,04	15
	Kolektory słoneczne – zastępowany nośnik energia elektryczna	18 036	16,35	6,5	8

Źródło: opracowanie własne.

natomiast wskaźnik kosztu zewnętrznego dla elektrowni węglowej kondensacyjnej jest adekwatny w wariancie, gdy instalacja kolektorów zmniejsza koszty elektrycznego podgrzewania wody i niedoszacowany w przypadku kotła gazowego ze względu na niską emisję.

Następnie obliczono minimalne wymagane wsparcie ze strony państwa – wyliczone w ekwiwalencie dotacji, stwarzające możliwość uruchomienia inwestycji zapewniającej inwestorowi wymaganą stopę zwrotu 5%. Minimalne wsparcie w pierwszym przypadku wynosi 1 125 PLN, co stanowi 8,5% nakładów inwestycyjnych, w drugim przypadku nie jest potrzebne.

Podsumowanie

Poza nielicznymi wyjątkami sektor energetyki odnawialnej wymaga wsparcia ze strony państwa, ale wysokość wsparcia powinna być dostosowana do technologii i skali inwestycji. Proste porównanie opłacalności typowych projektów farmy wiatrowej oraz biogazowni rolniczej i utylizacyjnej potwierdza często podnoszony przez przedstawicieli branży problem niedostosowania (przewymiarowania lub niedomiarowania) pomocy publicznej. Duże projekty z sektora energetyki wiatrowej, które dodatkowo korzystają z efektu skali – przynajmniej w odniesieniu do kosztów przyłączenia do sieci elektroenergetycznej oraz możliwości negocjowania kontraktów w zakresie dostarczenia urządzeń – generują stopę zwrotu nawet kilkakrotnie wyższą od wymaganej, podczas gdy inwestycje biogazowe – o mniejszej skali i obciążone wieloma ryzykami – przy aktualnej intensywności wsparcia są nieopłacalne lub na granicy opłacalności. Jeśli chodzi o sektor kolektorów słonecznych, bardzo trudno jest dostosować intensywność

wsparcia, gdyż opłacalność tego typu inwestycji uzależniona jest od wysokości kosztów unikniętych związanych ze zużyciem paliw konwencjonalnych w tradycyjnych (podstawowych) systemach przygotowania c.w.u. W przypadku kotła węglowego wsparcie musiałoby być bardzo wysokie, aby gospodarstwom domowym opłacało się instalować kolektory słoneczne; z drugiej strony – w przypadku elektrycznego podgrzewania wody opłacalność instalacji kolektorów słonecznych jest zapewniona bez jakiegokolwiek wsparcia ze strony państwa.