

Wpłynęło 20.05.2014 r.
Zrecenzowano 02.07.2014 r.
Zaakceptowano 13.10.2014 r.

A – koncepcja
B – zestawienie danych
C – analizy statystyczne
D – interpretacja wyników
E – przygotowanie maszynopisu
F – przegląd literatury

Analiza opłacalności wybranej technologii produkcji energii elektrycznej z biomasy z użyciem ogniw paliwowych

Marek HRYNIEWICZ^{ABDEF}

*Institut Technologiczno-Przyrodniczy w Falentach, Oddział w Warszawie,
Zakład Analiz Ekonomicznych i Energetycznych*

Streszczenie

Celem pracy było przeanalizowanie opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy w instalacji technologicznej stosującej ogniwa paliwowe o mocy 3 MW, dla 10-procentowego zakresu zmian następujących czynników: ceny biomasy, ceny energii elektrycznej, kosztów wynagrodzeń i ceny zielonych certyfikatów. Uczyniono to za pomocą opracowanego modelu matematycznego kosztów i przychodów, wyrażonego równaniami matematycznymi. Do obliczeń i szczegółowych analiz ekonomicznych przyjęto dane rynkowe. Obliczono strukturę kosztów eksploatacyjnych (biomasa – 66,53%, woda – 0,00%, zakupiona energia elektryczna – 24,68%, koszty wynagrodzeń z pochodnymi – 8,79%) i przychodów instalacji (sprzedana energia elektryczna czarna – 50,75%, zielone certyfikaty – 49,25%). Obliczono względne wskaźniki dynamiki zmian dla 10-procentowej zmiany czynnika, które wyniosły odpowiednio w przypadku: ceny biomasy – 6,65%, ceny zakupionej energii elektrycznej – 2,53%, kosztów wynagrodzeń z pochodnymi – 0,93%, ceny sprzedanej energii elektrycznej czarnej – 5,08% i ceny sprzedanych zielonych certyfikatów – 4,92%. Na podstawie przeprowadzonych obliczeń stwierdzono, że należałoby prowadzić dalsze prace nad: udoskonaleniem analizowanej technologii, w celu obniżenia jej kosztów inwestycyjnych, obniżeniem kosztów pozyskiwania biomasy w wyniku ulepszenia technologii jej produkcji lub optymalizacji łańcucha logistycznego dostaw, a także uregulowaniami prawnymi, które zmniejszyłyby ryzyko spadku cen zielonych certyfikatów.

Słowa kluczowe: biomasa, ogniwa paliwowe, produkcja energii elektrycznej



Wstęp

Biomasa jest istotnym paliwem do produkcji energii elektrycznej [GRZYBEK 2008], zwłaszcza, że zostało przyjęte, iż produkcja energii elektrycznej z biomasy nie wprowadza do atmosfery dwutlenku węgla [STAŃCZYK, BIENIECKI 2007], który powoduje ocieplenie klimatu, jak to stwierdził JENKINSON i in. [1991]. Na poziomie lokalnym nadal występuje stosunkowo łatwo dostępny i znaczący potencjał biomasy do wykorzystania energetycznego, na przykład w postaci słomy [GORYL 2011; GRZYBEK, LUDWICKA 2010; WIŚNIEWSKI 2011]. Jednakże gwałtowny spadek cen zielonych certyfikatów na przełomie lat 2012 i 2013 spowodował przynoszenie strat przez instalacje produkujące energię elektryczną z biomasy i ich unieruchomienie, co doprowadziło do pojawienia się dodatkowej nadwyżki biomasy do energetycznego wykorzystania. Według Polskiej Izby Gospodarczej Energii Odnawialnych [PIGEO 2013], miało to następujące skutki: utratę zdolności kredytowej oraz liczne bankructwa przedsiębiorców, którzy zainwestowali w budowę takich instalacji, wyprzedaż aktywów z tej branży przez zagranicznych inwestorów i przeniesienie się ich na inne rynki europejskie lub azjatyckie, odmowy pozyskania kredytu w bankach na tego typu inwestycje. Wszystko to prowadzi do zahamowania produkcji energii odnawialnych. Istotne jest zatem odkrycie zależności ekonomicznych, za pomocą modeli matematycznych wyrażonych równaniami matematycznymi, które umożliwią racjonalne, naukowe przewidywanie efektów ekonomicznych dla instalacji energetycznych w zależności od zmian czynników rynkowych, wpływających na koszty produkcji i przychody. Ze względu na zasadnicze różnice między technologiami przetwarzania biomasy na cele energetyczne, dla każdej technologii powinien być sporządzony osobny model przydatny do analizowania tego typu inwestycji pod kątem wpływu dynamiki zmian czynników rynkowych na koszty produkcji i przychody jeszcze przed jej zrealizowaniem (*ex ante*).

Celem niniejszej pracy było przeanalizowanie opłacalności produkcji energii elektrycznej w instalacji stosującej ogniwa paliwowe [Agni 2012], w 10-procentowym zakresie zmian następujących czynników: ceny biomasy, ceny energii elektrycznej, kosztów wynagrodzeń i ceny zielonych certyfikatów. Celami dodatkowymi było wyznaczenie struktury kosztów eksploatacyjnych instalacji, wyznaczenie struktury przychodów w zakresie ściśle zdefiniowanych danych i obliczenie prostego okresu zwrotu nakładów inwestycji, w warunkach braku dofinansowania oraz 50-procentowego dofinansowania inwestycji.

Materiał i metody badań

Opisywana instalacja jest innowacyjną w skali przemysłowej technologią, której istota polega na zgazowaniu biomasy i zastosowaniu wysokotemperaturowych ogniwo paliwowych opartych na stopionych węglanach (ang. symbol ogniwo – MCFC – Molten Carbonate Fuel Cell), które pracują w temperaturze ponad 600°C i przetwarzają zgazowaną biomasę na energię elektryczną. Z punktu widzenia innowacyjności tej technologii, interesująca jest też możliwość zastosowania biomasy o podwyższonej wilgotności (do 22%) zarówno w postaci słomy, jak i biomasy drzewnej.

Według opisu technologii [Agni 2012], instalacja w ciągu roku zużywa 19 140 t biomasy, 1050 m³ wody i 5031 MWh energii elektrycznej. W ciągu roku instalacja może

wyprodukować 25 158 MWh energii elektrycznej. Wyprodukowana energia elektryczna powinna zostać zakontraktowana i sprzedawana za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii w postaci kontraktów na czarną energię oraz zielonych certyfikatów.

Koszty eksploatacyjne, składające się z kosztów materiałów, energii i pracy badanej instalacji ($\text{zł}\cdot\text{rok}^{-1}$), określono według wzoru:

$$K_{Eksp} = (z_{jb} \cdot c_{jb} + z_{jw} \cdot c_{jw} + z_{jel} \cdot c_{jel}) \cdot t + K_{wyn} + K_{Amort} \quad (1)$$

gdzie:

- K_{Eksp} – koszty eksploatacyjne [$\text{zł}\cdot\text{rok}^{-1}$],
- z_{jb} – zużycie jednostkowe biomasy [$\text{t}\cdot\text{h}^{-1}$],
- c_{jb} – cena jednostkowa biomasy [$\text{zł}\cdot\text{t}^{-1}$],
- z_{jw} – zużycie jednostkowe wody [$\text{m}^3\cdot\text{h}^{-1}$],
- c_{jw} – cena jednostkowa wody [$\text{zł}\cdot\text{m}^{-3}$],
- z_{jel} – zużycie jednostkowe energii elektrycznej [$\text{MW}\cdot\text{h}^{-1}$],
- c_{jel} – cena jednostkowa zakupionej energii elektrycznej [$\text{zł}\cdot\text{MW}^{-1}$],
- t – czas, w którym produkuje się energię elektryczną [$\text{h}\cdot\text{rok}^{-1}$],
- K_{wyn} – koszty wynagrodzeń wraz z pochodnymi [$\text{zł}\cdot\text{rok}^{-1}$],
- K_{Amort} – koszty amortyzacji [$\text{zł}\cdot\text{rok}^{-1}$].

Przyjęto następujące ceny jednostkowe: biomasy 200 $\text{zł}\cdot\text{t}^{-1}$ [PEC Lubań 2014], wody 0,24 $\text{zł}\cdot\text{m}^{-3}$ z własnej studni głębinowej [Odwierty.eu 2014], zużywanej energii elektrycznej 282,25 $\text{zł}\cdot\text{MW}^{-1}$ [Tauron 2013]. Koszty serwisowania i części zamiennych przyjęto jako zaniedbywalnie małe w porównaniu z innymi kosztami eksploatacyjnymi. Producent udziela gwarancji na długotrwałe działanie instalacji, a szczególnie ogniw paliwowych, ze względu na brak części ruchomych wewnątrz tych ogniw. Miesięczne koszty wynagrodzeń na poszczególnych stanowiskach przyjęto na podstawie opublikowanych danych [Pensje.net 2013]. Pochodne od wynagrodzeń przyjęto w wysokości 25% (tj. ZUS pracodawcy – 19%, ZFŚS – 5%, inne – 1%) oraz koszty pośrednie (np. zarządu, administracji, wydziałowe, zakładowe, itp.) w wysokości 30%. Ewidencję pozycji wpływających na koszty związane z wynagrodzeniami przedstawiono w tabeli 1. dla okresu całego roku. Przepływy finansowe rozpatrywano według metody bezpośredniej [Komunikat MF 2011], w której pod uwagę bierze się tylko wydatki i przychody pieniężne w całym cyklu życia instalacji. Amortyzacja została uwzględniona w rachunkach, w ujęciu podatkowym określonym Ustawą o podatku dochodowym od osób prawnych [Ustawa 1992], której postanowienia są jednoznaczne do rozliczania amortyzacji i uwzględnienia jej w podatku dochodowym [WINIARSKA 2008] i częściowo różnią się od postanowień Ustawy o rachunkowości [Ustawa 1994], która pozwala na rozliczanie amortyzacji różnymi metodami do celów innych niż podatkowe (np. bilansowych, rachunkowości zarządczej, itp.).

Amortyzacja jest kosztem niepieniężnym, z definicji innym niż koszty eksploatacyjne, który nie pociąga za sobą wydatków w danym okresie [RZEPKOWSKA 2014]. Ma ona jednak pośredni wpływ na przepływy pieniężne netto, gdyż jako koszt obniża podstawę opodatkowania przez okres jej trwania, a przez to wpływa na wysokość podatku dochodowego, który jest realnym wydatkiem pieniężnym [KALISKI 2014]. Zatem

Tabela 1. Ewidencja pozycji wpływających na koszty wynagrodzeń pracowników z pochodnymi w ciągu roku

Table 1. Specification of items affecting the cost of staff salaries with derivatives during the year

Nazwa pozycji Item	Wynagrodzenie Salary	Jednostka miary Unit
Technik mechanicz Technician mechanic	2 740	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Technik elektryk Technician electric	2 163	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Operator Operator	1 950	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Operator podnośnika Lifter operator	1 786	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Razem: płaca jednej zmiany Total: salary per shift	8 639	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Płaca trzech zmian na miesiąc Three shifts salary per month	25 917	zł·miesiąc ⁻¹ PLN·month ⁻¹
Płaca trzech zmian na rok Three shifts salary per year	311 004	zł·rok ⁻¹ PLN·year ⁻¹
Pochodne od wynagrodzeń 25% Derivatives from salaries 25%	77 751	zł·rok ⁻¹ PLN·year ⁻¹
Koszty pośrednie 30% Indirect costs 30%	116 627	zł·rok ⁻¹ PLN·year ⁻¹
Razem: koszty wynagrodzeń z pochodnymi na rok Total: salary costs with derivatives per year	505 382	zł·rok ⁻¹ PLN·year ⁻¹

Źródło: wyniki własne. Source: own study.

podatek dochodowy należy obliczyć z uwzględnieniem amortyzacji jako poniesionego kosztu. W niniejszej pracy zastosowano metodę amortyzacji liniowej, która polega na regularnym odpisywaniu od podatku dochodowego określonej kwoty do momentu, gdy suma odpisów zrówna się z wydatkiem poniesionym na zakup instalacji [GMYTRASIEWICZ, KARMAŃSKA 2002]. Ustawa o podatku dochodowym [Ustawa... 1992] określiła szczegółowo roczne stawki amortyzacyjne wraz z podaniem symbolu Krajowego Rejestru Środków Trwałych [Rozporządzenie RM... 2010], do którego przypisana została roczna stawka amortyzacyjna. W omawianym wypadku najodpowiedniejszy był symbol 348, oznaczający „Inne maszyny, zespoły i turbos zespoły oraz agregaty wytwórcze i przetwórcze elektroenergetyczne”, z 7-procentową roczną stawką amortyzacyjną [Gofin 2014]. Przekłada się to na 14,3-letni okres, w którym amortyzacja będzie uwzględniana w podatku dochodowym. Przez 14 lat stawka amortyzacji wynosić będzie 7%, zaś w 15. roku uwzględniona zostanie pozostała część amortyzacji. W następnych latach eksploatacji instalacji amortyzacja nie będzie występować. Przychody z produkcji energii elektrycznej będą zależały od ilości wyprodukowanej i sprzedanej energii elektrycznej, w tym również zielonych certyfikatów. Planowane przychody finansowe, generowane przez instalację, określono według wzoru:

$$P = (c_{jel_cz} + c_{jz_c}) \cdot p_{inst} \cdot t \quad (2)$$

gdzie:

P – przychody [zł·rok⁻¹],

c_{jel_cz} – cena jednostkowa energii elektrycznej czarnej [zł·MWh⁻¹],

- c_{izc} – cena jednostkowa zielonych certyfikatów [zł·MWh⁻¹],
 p_{inst} – moc instalacji produkującej energię elektryczną [MW],
 t – czas, w którym produkuje się energię elektryczną [h·rok⁻¹].

Ze względu na fluktuacje notowań kontraktów na dostawy energii elektrycznej czarnej i zielonych certyfikatów, do obliczeń przyjęto miesięczny kurs BASE 150,76 zł·MWh⁻¹ [Towarowa Giełda Energii 2013] za czerwiec 2013 r. dla cen kontraktów na czarną energię elektryczną. Dla kontraktów na zielone certyfikaty do obliczeń przyjęto średnioważony indeks OZEX_A 145,97 zł·MWh⁻¹ [Towarowa Giełda Energii 2013] za czerwiec 2013 r. Przyjęto również, że instalacja będzie produkować energię elektryczną przez 8395 godzin w ciągu roku. Dla inwestycji produkujących energię elektryczną z biomasy można było uzyskać dofinansowanie nawet do 50% kosztów inwestycyjnych w perspektywie na lata 2009–2013. Do analizy wpływu zmiany wybranych, istotnych dla działania instalacji czynników (np. cen biomasy, cen zielonych certyfikatów, kosztów pracy) na koszty lub przychody, przyjęto względny wskaźnik dynamiki zmian nazwany przez DYNUS i in. [2006] jako wrażliwość, według wzoru:

$$\Delta w = \frac{(w_k - w_p)}{w_p} \cdot 100 \quad (3)$$

gdzie:

- Δw – względny wskaźnik dynamiki danego czynnika [%],
 w_k – wartość danego parametru na koniec danego okresu [zł],
 w_p – wartość danego parametru na początek danego okresu [zł].

Wyniki badań

Z przeprowadzonej analizy wynika, że koszty eksploatacji oraz przychody instalacji są niezależne od poziomu dofinansowania inwestycji i będą takie same w poszczególnych latach działalności instalacji. Zestawienie obliczeń kosztów eksploatacyjnych inwestycji wraz z określeniem procentowego udziału danego kosztu w strukturze kosztów eksploatacyjnych zaprezentowano w tabeli 2. Uzyskane wyniki wskazują na znaczny udział kosztów biomasy (66,53%) w całości kosztów eksploatacyjnych, gdyż biomasa jest surowcem przetwarzanym na energię elektryczną. Pociągą to za sobą silne uzależnienie zmian całości kosztów od zmian cen biomasy. Następną znaczącą pozycją w strukturze kosztów jest koszt zakupionej energii elektrycznej (24,68%), która jest niezbędna do działania instalacji. Energię elektryczną kupuje się ze względu na korzyści finansowe związane ze sprzedażą zielonych certyfikatów z całości wyprodukowanej energii. W przypadku zużycia części wyprodukowanej energii na potrzeby własne instalacji zmniejszyłoby to ilość sprzedawanych zielonych certyfikatów na giełdzie. Udział kosztów wynagrodzeń z pochodnymi (8,79%) jest znacznie mniejszy w strukturze kosztów, w porównaniu z udziałem kosztów zakupów biomasy i energii elektrycznej. Natomiast udział kosztów wody zużywanej przez instalację (0%) jest zanedbywalnie mały. Zestawienie przychodów instalacji wraz z określeniem procentowego udziału danego przychodu w strukturze przychodów przedstawiono w tabeli 3. Udział przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej czarnej wynosi 50,75% i jest zbliżony do udziału przychodów z zielonych certyfikatów, wynoszącego 49,25%, co wskazuje na silne powiązanie przychodów jako całości z przychodami uzyskiwanymi z zielonych certyfikatów.

Tabela 2. Koszty eksploatacji instalacji produkującej energię elektryczną
Table 2. Exploitation costs of installation producing electricity

Rodzaj kosztu Cost type	Ilość Quantity	Jednostka miary Unit	Cena jednostkowa [zł] Unit price [PLN]	Wartość [zł] Value [PLN]	Udział Share [%]
Biomasa Biomass	19 140	t	200,00	3 828 000	66,53
Woda Water	1 050	m ³	0,24	252	–
Zakupiona energia elektryczna Purchased electrical energy	5 031	MWh	282,25	1 420 000	24,68
Koszty wynagrodzeń z pochodnymi Salary costs with derivatives	–	–	–	505 382	8,79
Razem Total	–	–	–	5 753 633	100,00

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów firmy Agni [2012].
Source: own elaboration based of materials from Agni [2012].

Tabela 3. Zestawienie przychodów z wykorzystania instalacji produkującej energię elektryczną
Table 3. Juxtaposition of incomes from the use of installation producing electricity

Rodzaj przychodu Income type	Ilość Quantity [MWh]	Cena jednostkowa [zł] Unit price [PLN·MWh ⁻¹]	Wartość [zł] Value [PLN]	Udział Share [%]
Energia elektryczna czarna Black electrical energy	25 185	151,38	3 812 505	50,75
Zielone certyfikaty Green certificates	25 185	146,92	3 700 180	49,25
Razem Total	–	–	7 512 686	100,00

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów firmy Agni [2012].
Source: own elaboration based of materials from Agni [2012].

Koszt inwestycji wynosi 9 485 960 PLN [Agni 2012], co determinuje wartość amortyzacji według przepisów [Rozporządzenie RM... 2010; Ustawa... 1992]. Bez dofinansowania inwestycji przez 14 lat będzie można dopisywać do kosztów amortyzację w wysokości 664 017 zł, zaś w 15. roku będzie można do kosztów dopisać pozostałą resztę z amortyzacji, to jest 189 722 zł. Pełne zestawienie kosztów i przychodów instalacji bez dofinansowania inwestycji i z 50-procentowym dofinansowaniem ujęto w tabeli 4. Wyniki obliczeń prostego okresu zwrotu z inwestycji bez jej dofinansowania wynoszą 13 lat i zmniejszają się proporcjonalnie wraz ze wzrostem poziomu dofinansowania inwestycji do 5 lat, w warunkach 50-procentowego dofinansowania.

Zmiany kosztów i przychodów są wprost proporcjonalne do wskaźnika zmian dynamiki (tab. 5). Zmiana ceny biomasy o 10% spowoduje zmianę kosztów o 6,65%, co potwierdza silną zależność zmian całości kosztów od zmian cen biomasy na rynku i przyczyn tych zmian (pogody, plonu, kosztów produkcji, technologii, nawożenia, itp.). Zmiana ceny sprzedaży zielonych certyfikatów o 10% spowoduje zmianę przychodów instalacji o 4,92%. Dla przykładu, w razie gwałtownego załamania się ceny zielonych certyfikatów o 50% (jak to miało miejsce na przełomie lat 2012 i 2013) przy-

Tabela 4. Zestawienie przychodów i kosztów bez dofinansowania inwestycji i z jej 50-procentowym dofinansowaniem

Table 4. Summary of income and expenses without investment subsidies and with investment subsidies in the amount of 50%

Kategoria finansowa Financial category	Bez dofinansowania Without subsidies			Z 50-procentowym dofinansowaniem With 50% investment subsidies		
	pierwsze 14 lat [zł] first 14 years [PLN]	15. rok [zł] year 15 [PLN]	pozostałe lata [zł] other years [PLN]	pierwsze 14 lat [zł] first 14 years [PLN]	15. rok [zł] year 15 [PLN]	pozostałe lata [zł] other years [PLN]
A. Przychody ze sprzedaży czarnej energii Incomes from black energy	3 796 891	3 796 891	3 796 891	3 796 891	3 796 891	3 796 891
B. Przychody ze sprzedaży zielonych certyfikatów Incomes from green certificates	3 676 254	3 676 254	3 676 254	3 676 254	3 676 254	3 676 254
C. (C=A+B) Przychody przed opodatkowaniem (C=A+B) Total incomes before taxation	7 473 145	7 473 145	7 473 145	7 473 145	7 473 145	7 473 145
D. Koszty eksploatacyjne Exploitation costs	5 753 633	5 753 633	5 753 633	5 753 633	5 753 633	5 753 633
E. Amortyzacja do CIT Depreciation for taxes	664 017	189 722	0	332 009	94 854	0
F. (F=D+E) Wydatki (F=D+E) Total expenses	6 417 650	5 943 355	5 753 633	6 085 642	5 848 487	5 753 633
G. (G=C-F) Dochód do opodatkowania (G=C-F) Revenue for taxation	1 055 495	1 529 790	1 719 512	1 387 503	1 624 658	1 719 512
H. (H=0,19*G) CIT Podatek dochodowy 19% (H=0,19*G) CIT Income tax 19%	200 544	290 660	326 707	263 626	308 685	326 707
I. (I=G-H) Dochody po opodatkowaniu (I=G-H) Revenue after taxation	854 951	1 239 130	1 392 805	1 123 877	1 315 973	1 392 805

Źródło: opracowanie własne na podstawie materiałów firmy Agni [2012].

Source: own elaboration based of materials from Agni [2012].

chody zmniejszyłyby się o 24,6%. Takie załamanie się przychodów tłumaczyłoby zjawisko powszechnego unieruchamiania instalacji produkujących energię elektryczną z biomasy i pojawienie się nadwyżki biomasy na rynku, która mogłaby być wykorzystana na cele energetyczne.

Podsumowanie

Trzynastoletni prosty okres zwrotu z inwestycji dla badanej instalacji bez udziału dotacji wskazuje na potrzebę dalszego doskonalenia tego typu technologii przez opracowanie wydajniejszych i tańszych ogniwi paliwowych, co pozwoliłoby na obni-

Tabela 5. Wyniki analizy względnego wskaźnika dynamiki kosztów i przychodów dla niezależnej zmiany każdego czynnika o 10%

Table 5. Analysis results of relative growth rate of costs and incomes for each independent factor change by 10%

Wyszczególnienie Specification	Czynnik Factor	Względny wskaźnik dynamiki Relative growth rate [%]
Koszty Costs	cena biomasy biomass price	6,65
	cena zakupionej energii elektrycznej price of purchased electrical energy	2,53
	koszty wynagrodzeń z pochodnymi salary costs with derivatives	0,93
Przychody Incomes	cena sprzedaży energii elektrycznej czarnej price of black electrical energy selling	5,08
	cena sprzedaży zielonych certyfikatów price of green certificates selling	4,92

Źródło: wyniki własne. Source: own study.

zenie kosztów inwestycyjnych. Powinno to dać taki sam efekt, jak dotacje do inwestycji i skróciłoby prosty okres zwrotu z inwestycji. Spowodowałoby też zwiększenie liczby uruchamianych instalacji przetwarzających biomasę na energię elektryczną, które wykorzystywałyby nadwyżki biomasy w Polsce oraz razem produkowałyby więcej energii elektrycznej z biomasy. To z kolei pozwoliłoby wypełnić założenia produkcji energii elektrycznej w Polsce z OZE, zgodnie z Dyrektywą [2009].

W celu zwiększenia opłacalności produkcji energii elektrycznej z biomasy należałoby obniżyć koszty produkcji biomasy, które wpływają na jej cenę. Aby obniżyć koszty produkcji biomasy należałoby ulepszyć technologie upraw biomasy lub optymalizować łańcuch logistyczny dostaw biomasy. Innym ważnym czynnikiem dla opłacalności działania instalacji są wpływy ze sprzedaży zielonych certyfikatów, które stanowią 50% udziału w strukturze przychodów. Zmiana ceny zielonych certyfikatów o 10% spowoduje 5-procentowe zmiany przychodów. Aby uniknąć drastycznego spadku cen zielonych certyfikatów, tak jak w 2012 r., należałoby podjąć działania zmniejszające to zagrożenie. Według SEKŚCIŃSKIEGO [2014], zmniejszenie zagrożenia spadku cen zielonych certyfikatów może zostać osiągnięte odpowiednimi uregulowaniami prawnymi, jak na przykład ograniczenie wsparcia dla współspalania i zamortyzowanej energetyki wodnej, a także znaczące podniesienie obowiązku umarzania zielonych certyfikatów do poziomu 20%.

Bibliografia

Agni 2012. Materiały informacyjne firmy Agni.

DYNUS M., KOŁOSOWSKA B., PREWYSZ-KWINTO P. 2006. Zarządzanie finansami przedsiębiorstwa. Toruń. TNOiK. ISBN 83-7285-301-1 ss. 192.

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dz.Urz. UE L 140/16.

GMYTRASIEWICZ A., KARMAŃSKA A. 2002. Vademecum rachunkowości. Rachunkowość finansowa. Warszawa. Centrum Doradztwa i Informacji Difin. ISBN 83-7251-310-4 ss. 846.

- Gofin 2014. Klasyfikacja Środków Trwałych [online]. [Dostęp 26.08.201]. Dostępny w Internecie: <http://www.klasyfikacje.gofin.pl/kst/3,2,91,turbozespol-y-i-zespol-y-pradotworcze-oraz-reaktory-jadrowe.html#D34>
- GORYL W. 2011. Analiza ekonomiczno-ekologiczna lokalnego wykorzystania biomasy na przykładzie typowego gospodarstwa rolnego. Materiały IX Konferencji „Odnawialne źródła energii obecnie i w perspektywie po 2013 roku” s. 43–49.
- GRZYBEK A. 2008. Biomasa w energetyce. W: Zarządzanie w energetyce. Pr. zbior. Red. A. Chochowski, F. Krawiec. Warszawa. Difin s. 319–354.
- GRZYBEK A., LUDWICKA A. 2010. Bilans biomasy rolnej (słomy) na potrzeby energetyki. Problemy Inżynierii Rolniczej. Nr 2 s. 101–111.
- JENKINSON D., ADAMS D., WILD A. 1991. Model estimates of CO₂ emissions from soil in response to global warming. Nature. Vol. 351 s. 304–306.
- Kaliski Inkubator Przedsiębiorczości 2014. Materiały szkoleniowe Studium Wykonalności [online]. Kalisz [Dostęp 19.09.2014]. Dostępny w Internecie: http://www.kip.kalisz.pl/pliki/zporr/materiały_szkoleniowe_SW.doc
- Komunikat nr 5 Ministra Finansów z dnia 28 czerwca 2011 r. w sprawie ogłoszenia uchwały Komitetu Standardów Rachunkowości w sprawie przyjęcia poprawionego krajowego standardu rachunkowości nr 1 „Rachunek przepływów pieniężnych”. Dz.U. Min. Fin. 2011. Nr 6 poz. 26.
- Odwierty.eu 2014. Własna studnia głębinowa? To się opłaca! [online]. Elbląg. [Dostęp 19.09.2014]. Dostępny w Internecie: <http://www.odwierty.eu/210-Wlasna-studnia-glebinowa-To-sie-oplaca.html>
- PEC – Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Lubań 2014. Koszty zakupu słomy do ciepłowni na biomasę [Maszynopis]. [19.03.2014 Lubań]
- Pensje.net 2013. Pensje na stanowiskach [online]. [Dostęp 15.04.2013]. Dostępny w Internecie: <http://www.pensje.net/ile-zarabia-utrzymanie-ruchu-mechanik>
- PIGEO – Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej 2013. Szczegółowe stanowisko PIGEO dotyczące nadpodaży zielonych certyfikatów [online]. Warszawa. [Dostęp 26.03.2014]. Dostępny w Internecie: http://www.pigeo.org.pl/pliki/stanowiska_pl/11/PIGEO_Stanowisko%20dotyczace%20nadpodazy%20zielonych%20certyfikatow.pdf
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 grudnia 2010 r. w sprawie Klasyfikacji Środków Trwałych (KŚT). Dz.U. 2010. Nr 242 poz. 1622.
- RZEPKOWSKA K. 2014. Elementy rachunkowości [Konspekt kursu Elementy rachunkowości dla Podyplomowego Studium Rzeczoznawstwa Majątkowego, Pośrednictwa Obrotu Nieruchomościami Uniwersytetu Warszawskiego]. [01.03.2014 Warszawa].
- SEKŚCIŃSKI A. 2014. PSEW: nadpodaż zielonych certyfikatów jest monstrualna [online]. wnp.pl – Portal gospodarczy. [Dostęp 02.10.2014]. Dostępny w Internecie: http://energetyka.wnp.pl/a-sekscinski-psew-nadpodaz-zielonych-certyfikatow-jest-monstrualna,226712_1_0_0.html
- STAŃCZYK K., BIENIECKI M. 2007. Możliwości redukcji emisji CO₂ i jej wpływ na efektywność i koszty wytwarzania energii z węgla. Górnictwo i Geoinżynieria. R. 31. Z. 2 s. 575–586.
- Tauron 2013. Taryfa G11 [online]. Warszawa. [Dostęp 31.06.2013]. Dostępny w Internecie: http://www.energia.pl/porownanie_obrot.php
- Towarowa Giełda Energii 2013. Raport miesięczny czerwiec 2013 [online]. [Dostęp 28.08.2014]. Dostępny w Internecie: http://tge.pl/fm/upload/Raporty-Miesieczne/2013/RAPORT_Miesieczny_czerwiec2013.pdf

Ustawa o podatku dochodowym od osób prawnych z dnia 15 lutego 1992. Dz.U. 1992. Nr 21 poz. 86.

Ustawa o rachunkowości z dnia 29 września 1994. Dz.U. 1994. Nr 121 poz. 591

WINIARSKA K. 2008. Skutki różnic pomiędzy amortyzacją bilansową i podatkową. Poradnik Rachunkowości Budżetowej. Nr 2. Warszawa. INFOR. ISBN 978-83-7440-210-1 ss. 96.

WIŚNIEWSKI G. (red.) 2011. Określenie potencjału energetycznego regionów Polski w zakresie odnawialnych źródeł energii – wnioski dla Regionalnych Programów Operacyjnych na okres programowania 2014–2020. Warszawa. Ministerstwo Rozwoju Regionalnego. ISBN 978-83-7610-352-5 ss. 144.

Marek Hryniewicz

ANALYSIS OF PROFITABILITY SELECTED TECHNOLOGIES OF PRODUCTION OF ELECTRICITY FROM BIOMASS USING FUEL CELLS

Summary

The main aim of this work was to analyze the profitability of electricity production from biomass for one type installation which implements a fuel cell technology with 3 MW capacity for 10% changes in the following factors: biomass price, electricity prices, salary costs and green certificates price. This was done by creating a mathematical model of costs and revenues expressed in mathematical equations. For calculations and detailed economic analysis the market data were assumed. The structure of exploitation costs was calculated (biomass – 66.53%, water – 0.00%, purchased electricity – 24.68%, the salary costs with derivatives – 8.79%) with incomes structure for the installation (sold black electricity – 50.75%, green certificates – 49.25%). Relative growth rates were calculated for a factor change by 10% which were respectively for following factors change: biomass price – 6.65%, purchased electricity price – 2.53%, salaries with derivatives cost – 0.93%, sold black electricity price – 5.08% and green certificates price – 4.92%. On the calculations basis, it was found that it would carry out further work to: improve technology in order to reduce the investment costs, biomass cost reduction by technology improvement for biomass crop production or logistics supply chain optimization and activities for the appropriate legislation, which would reduce the risk of falling prices of green certificates.

Key words: biomass, fuel cells, electricity production

Adres do korespondencji:

mgr inż. Marek Hryniewicz

Instytut Technologiczno-Przyrodniczy

Oddział w Warszawie

ul. Rakowiecka 32, 02-532 Warszawa

tel. 22 542-11-04, 669 071 031; m.hryniewicz@itp.edu.pl