

OCENA OPŁACALNOŚCI PRZEDSIĘWZIĘCIA INWESTYCYJNEGO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ FARMY WIATROWEJ

Suska - Szczerbicka Magdalena, Weiss Elżbieta

Słowa kluczowe: energia elektryczna, farma wiatrowa, opłacalność przedsięwzięcia, rentowność

Streszczenie. W artykule przedstawiono ocenę opłacalności przedsięwzięcia inwestycyjnego polegającego na produkcji energii elektrycznej farmy wiatrowej. Zwrócono uwagę na kluczowe elementy składające się na sukces przedsięwzięcia inwestycyjnego. Omówiono wpływ tych czynników na sytuację ekonomiczno-finansową inwestora rozpoczynającego działalność gospodarczą. Ocena rentowności została przygotowana w oparciu o wnikliwą analizę zebranych danych i prezentuje realny oraz rzetelny obraz przedsięwzięcia inwestycyjnego w okresie perspektywicznym. Wyniki analizy potwierdzają opłacalność przedsięwzięcia dla inwestora rozpoczynającego działalność na rynku energii elektrycznej. Zaprezentowane rezultaty są konsekwencją badań i oceny tego rynku oraz praktycznego doświadczenia autorów w tym zakresie.

1. WPROWADZENIE

Alternatywą dla tradycyjnych źródeł energii stają się źródła odnawialne. Przyspieszający system gospodarczy i poziom społecznego rozwoju determinują większe zapotrzebowanie na energię i jej zużycie. W skutek zmian postrzegania problemów środowiska, udziału społeczeństwa i gospodarki w korzystaniu z zasobów naturalnych Ziemi pojawiła się konieczność podjęcia określonych działań ochronnych w poszczególnych sektorach gospodarki. Środowisko przyrodnicze stwarza określoną barierę dla szybkości działań gospodarczych, co jest powodem często niewłaściwych działań jednostek i przedsiębiorstw. By ograniczyć już zdegradowane środowisko i zapobiegać pogłębiającym się stratom środowiskowa, zgodnie z ideą zrównoważonego rozwoju pobudza się eskalację inwestycji w odnawialne źródła energii.

W Polskim prawie oprócz unijnych dyrektyw, rozporządzeń i decyzji regulacje w zakresie odnawialnych źródeł energii znajdujemy przede wszystkim w Prawie energetycznym. Ustawodawca zdefiniował tu odnawialne źródła energii jak również przedstawił prawa i obowiązki dla przedsiębiorstw zajmujących się wytwarzaniem, obrotem i sprzedażą energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych.

W ostatnich latach zauważa się znaczący wzrost mocy instalowanej w elektrowniach wiatrowych (Tab.1).

Obecnie stanowią one realny element krajowego systemu elektroenergetycznego. Energetyka wiatrowa jest jedną z bardziej dynamicznych sektorów energetyki. Z jednej strony uznawana jest za najczystsza, zaś z drugiej za najdroższą, bowiem wymaga ustawienia olbrzymich konstrukcji nośnych i turbin wiatrowych.

Najważniejszym argumentem przemawiającym za rozwojem energii z turbin wiatrowych wydaje się być przede wszystkim zaspokojenie potrzeb energetycznych jednak równie ważnym jest fakt produkcji ener-

gii czysto ekologicznej pozbawionej odpadów czy emisji gazów.

Tabela 1

Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych (MW)
w Europie w latach 2006-2011

Kraje	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Niemcy	20 652	22 247	23 903	25 777	27 214	29 060
Dania	3 101	3 125	3 180	3 465	3 752	3 871
Hiszpania	11 614	15 145	16 754	19 160	20 676	21 674
Holandia	1 557	1 747	2 225	2,223	2 237	2 328
Włochy	2 118	2 726	3 736	4,849	5,797	6 737
Szwecja	571	788	1 021	1,560	2,163	2 970
Grecja	862	871	985	1,086	1,208	1 629
Irlandia	748	795	1 002	1,310	1,428	1 631
Portugali	1 716	2 150	2 862	3,357	3,702	4 083
Austria	966	982	995	995	1,011	1 084
Francja	1 585	2 454	3 404	4 574	5 660	6 800
Turcja	76	147	433	801	1,329	1 799
Belgia	222	287	384	563	911	1 078
Polska	175	306	526	725	1 107	1 616

Źródło: www.ewea.org European Wind Map 2008 i GWEC – Global Wind 2009 Report Global Wind 2010 Report, Global Wind 2011 Report.

Biorąc pod uwagę rynek elektrowni wiatrowych w Polsce, należy zauważyć, iż jest on podzielony na dwie grupy inwestorów. Do pierwszej grupy zalicza się tych, którzy budują farmy wiatrowe w oparciu o zespoły kilkunastu/kilkudziesięciu turbin wiatrowych, często dużych mocy (np. Zagórze na terenie gminy Wolin, to 15 turbin po 2 MW każda; koszt inwestycji to ok. 125 milionów złotych). Z kolei druga grupa, to inwestorzy stawiający od jednej do pięciu turbin wiatrowych. Są to często używane elektrownie wiatrowe.

Z praktycznych obserwacji i doświadczeń autorów artykułu wynika, że inwestycje w pojedyncze turbiny lub małe ich zespoły cieszą się sporym zainteresowaniem. Prezentowane w artykule przedsięwzięcie inwestycyjne nawiązuje do drugiej grupy inwestorów, realizujących inwestycje w trzy elektrownie wiatrowe. Zasadniczym celem artykułu jest przedstawienie

wyników badań dotyczących opłacalności przedsięwzięcia inwestycyjnego polegającego na budowie trzech elektrowni wiatrowych typu GE 1,5E o mocy 1500 kW wraz z infrastrukturą techniczną.

2. REALIZACJA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Badania prowadzone przez autorki niniejszego artykułu pozwoliły dostrzec, że kluczowe elementy składające się na sukces prezentowanego przedsięwzięcia to:

- właściwa wiedza posiadana przez inwestorów; poznanie specyfiki funkcjonowania rynku energii odnawialnej w zakresie elektrowni wiatrowych oraz praw rządzących inwestycjami w tej dziedzinie,
- wybór właściwej lokalizacji dla planowanej farmy wiatrowej ze szczególnym uwzględnieniem uwarunkowań wietrznych,
- dobór odpowiednich maszyn do wybranego terenu z uwzględnieniem mocy turbiny, wysokości wieży i rozpiętości łopat.

Dla właściwej realizacji tego przedsięwzięcia należy uwzględnić kolejność poszczególnych działań. Dzisiejszego przedsiębiorcę muszą cechować między innymi zdolność strukturalnego planowania, znajomość rynku oraz chęci działania.

Pierwszym i istotnym czynnikiem tego przedsięwzięcia jest wybór właściwej lokalizacji turbin wiatrowych, determinowany warunkami wietrzynymi. Wybór posadowienia dla elektrowni wiatrowych jest niezwykle ważny, gdyż stanowi podstawę oceny efektywności pracy turbin wiatrowych. Z punktu widzenia realizowanego przedsięwzięcia wybrana lokalizacja powinna charakteryzować się dobrymi parametrami wietrzności. Następnie by zrealizować plan działania trzeba otrzymać z zakładu energetycznego warunki techniczne przyłączenia planowanej farmy do sieci elektroenergetycznej. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci jest jednym z najważniejszych dokumentów w procedurze planowanej inwestycji, ich uzyskanie stanowi warunek (*sine qua non*), bez którego nie można będzie zrealizować inwestycji.

W związku z wejściem w życie ustawy z dnia 8 stycznia 2010r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wprowadzono obowiązek przedkładania do zakładu energetycznego wraz z wnioskiem o wydanie warunków technicznych przyłączenia do sieci, wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzji o warunkach zabudowy potwierdzające możliwość zrealizowania na danej lokalizacji planowanej

inwestycji. W tym celu należy najpierw pozyskać wypis z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub decyzji o warunkach zabudowy dla wybranego terenu. W przypadku decyzji o warunkach zabudowy należy wcześniej otrzymać decyzje o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanej inwestycji. W przypadku planu zagospodarowania przestrzennego proces decyzji środowiskowej przechodzi na etap pozyskiwania pozwolenia na budowę. Ważny jest fakt pozyskania warunków technicznych przyłączenia do sieci. Warunki określają miejsce przyłączenia i moc urządzeń, które będą mogły zostać zamontowane i wpięte do systemu elektroenergetycznego i związana z tym opłata w formie zaliczki. Określają także termin i sposób ich wydania. W wyniku przeprowadzonej procedury przedsiębiorstwo energetyczne wydaje warunki oraz umowę o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W przypadku odmowy wydania warunków z uwagi na brak mocy przyłączeniowych kaucja zostaje zwrócona wraz z odsetkami. W takim przypadku potencjalnemu inwestorowi pozostaje szukać nowej lokalizacji.

Należy tu zaznaczyć, że kuriozalną sytuację stworzył nam ustawodawca w tym zakresie. Przed uzyskaniem warunków technicznych z zakładu energetycznego, które stanowią warunek realizacji inwestycji, inwestor zmuszony jest do przeprowadzenia szeregu postępowań zmierzających do pozyskania decyzji środowiskowej i decyzji o warunkach zabudowy, ponosząc przy tym spore koszty, by w konsekwencji dowiedzieć się, że inwestycja, którą planował na danej lokalizacji nie może zostać zrealizowana ponieważ nie pozwala na to krajowy system elektroenergetyczny. Dysponując warunkami technicznymi przyłączenia do sieci elektroenergetycznej i podpisaną umową należy przygotować dokumentację projektową w zakresie budowlanym i energetycznym. Mając pozwolenie na budowę dokonuje się zakupu wcześniej zaliczkowanej turbiny.

Będąc właścicielem turbiny i pozwolenia na realizację inwestycji przechodzimy do prac budowlanych a następnie montażowych i rozruchowych. W przypadku turbin z runku wtórnego niezwykle ważny jest wybór właściwej firmy, która oferuje nam sprzedaż turbiny i wykonawstwo robót.

Zaprezentowane etapy działań w realizacji inwestycji są ściśle ze sobą powiązane. Kluczowe elementy składające się na sukces tego przedsięwzięcia muszą być uwzględnione pod kątem wzajemnych oddziaływań i ograniczeń.

3. ZAŁOŻENIA EKONOMICZNE

Typ proponowanej w realizacji przedsięwzięcia turbiny to elektrownia GE 1,5E o parametrach: moc - 1,5 MW, wysokość wieży: 85 m, średnica rotora 70,5 m. Produkcja energii rozpoczyna się przy prędkości wiatru 4m/s, turbina pełną moc osiąga przy 12 m/s.

Na proponowanym terenie, na którym realizowana ma być inwestycja wykonano roczne badania wietrzności. Średnia roczna prędkość wiatrów na wysokości 50 m waha się od 4,97 do 5,32 m/s. Założono, że turbina o parametrach wysokości rotora na poziomie 85 m n.p.t. pracować będzie przy wietrze 6 m/s.

Koszt przedsięwzięcia inwestycyjnego oszacowano na poziomie: 7,5 mln zł.

Inwestor z własnych środków pokrywa wydatki inwestycyjne w wysokości 1.500.000,00zł tj. 20% całości planowanej inwestycji netto. Pozostałe nakłady inwestycyjne, tj. 6.000.000,00zł, mają zostać sfinansowane z długoterminowego (5 lat) kredytu inwestycyjnego. Ze względu na pięcioletni kredyt inwestycyjny przyjęto 5-letni zakres czasu do analizy.

Zakończenie realizacji inwestycji zakładano na grudzień 2011r., produkcja energii elektrycznej założona została od dnia 01.01.2012r.

Sprzedż wyprodukowanej energii elektrycznej odbywa się w dwóch etapach, tj.:

- sprzedaż wyprodukowanej energii elektrycznej odbywać się będzie na podstawie wieloletniej umowy z zakładem energetycznym,
- zbycie praw majątkowych wynikających ze świadectw pochodzenia, które wystawiane są przez Urząd Regulacji Energetyki. Należy tu dodać, że obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia wynika z art.9a ust. 1 Ustawy Prawo energetyczne. Jedno prawo majątkowe odpowiada jednej kWh wyprodukowanej "zielonej energii". Po zarejestrowaniu świadectw pochodzenia na Towarowej Gieldzie Energii prawa majątkowe z nich wynikające można zbyć w sesyjnych i pozasesyjnych transakcjach giełdowych. Ceny ustalone przez Prezesa URE przyjęte do obliczenia przychodów to: cena brudnej energii: 197,21 zł/MWh i cena świadectw pochodzenia energii: 258,80 zł /MWh.

W objętej strategii inwestycyjnej istotne jest planowanie, wyodrębnienie poszczególnych działań jak również oszacowanie ryzyka zarówno operacyjnego jak i finansowego. W analizowanym przypadku zbadano ryzyko finansowe. Dotyczy ono źródeł i metod finansowania inwestycji, a przede wszystkim finan-

sowania obcego. Ryzyko inwestycji pojawia się już podczas przygotowywania samego projektu, a zwłaszcza na etapie pozyskiwania finansowania zewnętrznego. Wolumen ryzyka uzależniony jest od wielkości projektów inwestycyjnych. Największe jest ono w przypadku projektów nowych, innowacyjnych oraz inwestycji związanych z wytwarzaniem nowych produktów. Ryzyko związane jest tu również z właściwym prognozowaniem dochodu oczekiwanego. Ryzyko odnosi się do prawdopodobieństwa uzyskania dochodu mniejszego niż oczekiwany. Rozkład tego prawdopodobieństwa jest zdefiniowany jako zbiór możliwych wyników z prawdopodobieństwem wystąpienia przypisanym każdemu wynikowi.

W badaniach i ocenie ryzyka dużą rolę odgrywają miary ryzyka, których celem jest minimalizacja podejmowanego ryzyka. Przy planowanej inwestycji inwestorzy chcą poznać takie wielkości jak: zysk, ryzyko i czas. Posługując się metodami dynamicznymi, będącymi precyzyjnymi narzędziami oceny opłacalności przedsięwzięcia, otrzymuje się informacje o opłacalności inwestycji uwzględniające rozłożenie w czasie przewidywanych wpływów i kosztów (wydatków) związanych z inwestycją.

Do oceny projektu inwestycyjnego wykorzystano następujące miary oceny efektywności podjętych decyzji:

- wartość bieżąca netto (NPV – Net Present Value),
- wewnętrzna stopa zwrotu (IRR – Internal Rate of Return),
- okres zwrotu (Pb – Payback),
- księgową stopę zwrotu (ARR – Accounting Rate of Return).

Do obliczeń przyjmuje się dane:

- nakłady inwestycyjne: 7.500.000,00zł,
- okres amortyzacji w okresie 10 lat,
- koszt kapitału 10 %,
- przewidywane przychody z inwestycji: 4.104.000,00zł,
- koszty własne rocznie: 198.000,00 zł,
- podatek dochodowy - liniowy 19 %.

Tabela 2
Koszt przedsięwzięcia inwestycyjnego (PLN) w postaci trzech elektrowni wiatrowych

Zakup elektrowni wiatrowych 3 szt. wraz z transportem do Polski	3.600.000,00
Projekty budowlany i energetyczny, operaty, ekspertyzy i inne	75.000,00
Badania wietrzności terenu	27.000,00
Budowa fundamentów, drogi, placu	1.938.000,00
Budowa przyłącza (kabel, rozdzielnia)	1.560.000,00
Montaż i uruchomienie	300.000,00
Razem:	7.500.000,00

źródło: opracowanie własne

Przy planowaniu nakładów inwestycyjnych brano pod uwagę:

- przygotowanie projektu do realizacji inwestycji, uwzględniono tu przygotowanie projektów budowlanego i energetycznego, pozyskanie wszelkich decyzji, uzgodnień, opracowań, ekspertyz oraz opinii, koszt przyjęto na poziomie: 75 tys. zł,
- wykonanie badań wietrzności terenu, koszt 27 tys. zł,
- zakup turbiny i jej transport do Polski, rozładunek turbin, przyjęto tu koszt na poziomie: 3,6 mln zł,
- budowa fundamentów, drogi dojazdowej i placów manewrowych, przyjęto koszt: 1,938 mln zł,
- budowa przyłącza energetycznego składającego się z podziemnej linii kablowej o długości ok. 6 km do głównego punktu zasilającego (GPZ). Przy każdej turbinie zaplanowano stację transformatorową i jedną rozdzielnię średniego napięcia z centralnym układem pomiarowym obsługującą trzy turbiny, koszt: 1,56 mln zł. Łącznie koszt inwestycji oszacowano na 7,5 mln zł.

Koszty przedsięwzięcia inwestycyjnego zebrano w tabeli 2.

Przy planowaniu przychodów ze sprzedaży uwzględniono:

- średnioroczną wydajność zainstalowanych urządzeń według danych producenta przy prędkości wiatru na poziomie 6m/s, oszacowano na 3.000 MWh, przy mocy znamionowej – 1500 kW dla 1 turbiny, łącznie 9.000MWh rocznie.
- cenę 1 MWh sprzedanej energii dającą przychód: 456,01 zł, w tym: cena 197,21 zł za tzw. „brudną energię” i 258,80 zł za prawa majątkowe z tytułu świadectw pochodzenia energii (ceny obowiązujące na dzień sporządzania biznes planu).

Przy planowaniu kosztów działalności przyjęto następujące założenia:

- koszty z tytułu zużycia materiałów i energii (zakup części zamiennych, smarów i olejów eksploatacyjnych itp.) oraz wielkość usług obcych (głównie konserwacja i naprawy bieżące wykonane przez jednostki zewnętrzne), ustalono na poziomie 12.600,00 zł miesięcznie,
- podatki lokalne wycenione na kwotę 450,00 zł miesięcznie, tj. głównie koszty związane z podatkiem od nieruchomości,
- inwestor nie przewiduje zatrudnienia pracowników najemnych,

- ubezpieczenie majątku ustalono na poziomie 3000,00 zł miesięcznie, zgodnie z informacjami dotyczącymi ubezpieczenia podobnych, działających już obiektów,
- pozostałe koszty niematerialne w kwocie 450,00 zł miesięcznie obejmują opłaty związane z prowadzeniem rachunku bankowego i inne koszty pomocnicze,
- koszty amortyzacji - metoda liniową przy okresie 10 lat w skali roku w przybliżeniu wynosić będą 529.500,00 zł.

4. OCENA PRZEDSIĘWZIĘCIA

Posługując się przyjętymi metodami dynamicznymi z uwzględnieniem przyjętych założeń techniczno - ekonomicznych dotyczących przychodów i kosztów produkcji energii, ustalono strumień korzyści wynikający ze zrealizowania inwestycji:

- wewnętrzna stopa zwrotu IRR wynosi 79,685 %,
- wartość zaktualizowana netto NPV 6.500.420 zł, przy stopie dyskonta 10%.

Poniżej przedstawiono sprawozdanie o przyszłych finansowych wynikach działalności obejmujące okres 5 lat.

Tabela 3

Rachunek zysków i strat prezentowanego przedsięwzięcia

Wyszczególnienie	1 rok	2 rok	3 rok
Przychody:	4.104.000,00	4.104.000,00	4.104.000,00
9.000MWh x	1.774.890,00	1.774.890,00	1.774.890,00
197,21	2.329.200,00	2.329.200,00	2.329.200,00
9.000MWh x			
258,80			
Koszty własne:	198.000,00	198.000,00	198.000,00
Serwis	151.200,00	151.200,00	151.200,00
Podatki lokalne	5.400,00	5.400,00	5.400,00
Ubezpieczenie	36.000,00	36.000,00	36.000,00
Pozostałe	5.400,00	5.400,00	5.400,00
Zysk brutto	3.906.000,00	3.906.000,00	3.906.000,00
Podatek dochodowy 19%	742.140,00	742.140,00	742.140,00
Zysk netto	3.163.860,00	3.163.860,00	3.163.860,00
Wyszczególnienie	4 rok	5 rok	
Przychody:	4.104.000,00	4.104.000,00	
9.000MWh x	1.774.890,00	1.774.890,00	
197,21	2.329.200,00	2.329.200,00	
9.000MWh x			
258,80			
Koszty własne:	198.000,00	198.000,00	
Serwis	151.200,00	151.200,00	
Podatki lokalne	5.400,00	5.400,00	
Ubezpieczenie	36.000,00	36.000,00	
Pozostałe	5.400,00	5.400,00	
Zysk brutto	3.906.000,00	3.906.000,00	
Podatek dochodowy 19%	742.140,00	742.140,00	
Zysk netto	3.163.860,00	3.163.860,00	

źródło: opracowanie własne

Przychody ze sprzedaży energii i świadectw jej pochodzenia informują o wielkości sprzedaży. Przychody te nie zawierają w sobie podatku VAT. Pozycja ta jest wynikiem podstawowej działalności przedsiębiorstwa. Koszty własne odzwierciedlają koszty serwisu maszyn, podatki lokalne, ubezpieczenie i inne koszty przypadające na uzyskanie przychodu ze sprzedaży energii i świadectw pochodzenia. Nie występują tu inne koszty operacyjne z uwagi na fakt nie występowania innej działalności niż podstawowa polegająca na produkcji energii elektrycznej. Zysk z działalności podstawowej jest odzwierciedleniem efektu działalności operacyjnej przedsiębiorstwa bez uwzględnienia kosztów finansowych.

Przeprowadzone szacunkowe obliczenia dotyczące wyników rocznych (przyjęto dane z tabeli 2) są następujące:

- przychody 4.104.000,00
- koszty 198.000,00
- zysk brutto 3.906.000,00
- podatek doch. - 742.140,00
- zysk netto 3.163.860,00
- amortyzacja + 529.500,00
- CF (cash flow) 3.693.360,00 (zysk + amortyzacja)

Autorzy w swoich obliczeniach przyjęli, że koszt kapitałów własnych i obcych wynosi 10% (stopa nominalna), stopa realna – inflacja = 0, stopa realna 10%, stopa efektywna 19% (podatek).

Efekt tarczy podatkowej ($0,81 = 81\% = 100\% - 19\%$) wynosi:

- $E = 10 \times 0,81 = 8,1$,
- koszty własne $10,0 \times 0,2 (20\%) = 2,0$,
- koszty obce $10,0 \times 8,1 (80\%) = 8,0$,
- koszt kapitału razem 10,0.

Do obliczeń okresu/czasu zwrotu nakładów założono, że w kolejnych latach funkcjonowania przedsięwzięcia będą identyczne nadwyżki finansowe w kwocie 3.693.360,00zł. Na potrzeby banku nie uwzględniono tu kosztu odsetek od długu z tytułu kredytu. Okres zwrotu ustalono poprzez odjęcie od początkowych nakładów na realizację inwestycji rocznych nadwyżek finansowych osiąganych w kolejnych latach funkcjonowania farmy. Do obliczeń przyjęto okres 5 lat z uwagi na okres spłaty kredytu.

Obliczenia dotyczące przepływów bieżących i skumulowane prezentuje tab.4.

Tabela 4
Przepływy bieżące i skumulowane

Okres	CF	Skumulowane wpływy
0	--	- 7.500.000,00
1	3.693.360,00	- 3.806.640,00
2	3.693.360,00	- 113.280,00
3	3.693.360,00	3.580.080,00
4	3.693.360,00	7.273.440,00
5	3.693.360,00	10.966.800,00

źródło: opracowanie własne

Czas zwrotu:

$$P_b = \frac{I}{CF} = \frac{\text{koszt inwestycji } 7.500.000,00}{\text{zysk + amortyzacja } 3.693.360,00} = 2,03$$

dla porównania

Zwrot nakładów:

$$OZ = 2 + \frac{\text{koszt inwestycji - skumulowana nadwyżka(2 rok)}}{\text{Skumulow. nadwyżka(3 rok) - skumulow. nadwyż(2 rok)}} \times 12$$

$$= \frac{7.500.000 - 7.386.720}{11.080.080 - 7.386.720} \times 12 = 2 + 0,03 = 2,03$$

Ponieważ czas zwrotu nakładów jest krótszy niż założony okres finansowania, projekt jest akceptowalny. Choć miernik szybko przemawia do wyobraźni i pozwala uzmysłowić tempo zwrotu wyłożonego kapitału, to jednak nie pozwala na oszacowanie ryzyka.

Księgowa stopa zwrotu określa stosunek rocznego zysku, osiągniętego w trakcie funkcjonowania przedsięwzięcia, do wartości kapitału służącego sfinansowaniu nakładów kapitałowych.

Inwestor założył graniczną stopę zwrotu na poziomie 10%. Poniżej zastosowane mierniki pozwolą ocenić opłacalność projektu.

By zbudować obiektywne kryterium decyzyjne przeanalizowano przeciętną i księgową stopę zwrotu.

Przeciętna stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału uwzględniająca odsetki od długu:

$$R^p_c = \frac{\text{śr. roczny zysk + śr. roczne odsetki od długu}}{\text{koszty własne + dług}} \times 100\% =$$

$$= \frac{3.163.860 + 360.000}{1.500.000 + 6.000.000} \times 100\% = 47\%$$

Przeciętna stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału obcego uwzględniająca odsetki od długu:

$$R^P_c = \frac{\text{śr. roczny zysk}}{\text{koszty obce}} \times 100\% = \frac{3.163.860}{6.000.000} \times 100\% = 52,7\%$$

Księgowa stopa zwrotu ARR - ustalamy na podstawie równania:

$$R_k = \frac{\text{śr. roczny zysk}}{\frac{\text{początkowy kapitał zaangażowany} + \text{końcowy kapitał zaangażowany}}{2}} \times 100\%$$

$$= \frac{3.163.860}{\frac{7.500.000 + 4.852.500}{2}} \times 100\% = 51,2\%$$

Z zaprezentowanych obliczeń wynika, że przeciętna stopa zwrotu z uwzględnieniem kosztów własnych i długu oraz kosztu odsetek od długu wynosi 47%. Przeciętna stopa zwrotu z zaangażowanego kapitału obcego wynosi 52,7%.

Natomiast księgowa stopa zwrotu wynosi 51,2%

Z obliczeń wynika, że realizacja projektu będzie opłacalna. W każdym przypadku stopa zwrotu znacząco przekracza założoną przez Inwestora granicę 10%.

Zastosowane powyżej metody są metodami prostymi do oceny projektów i pokazują jedynie wielkości średnie nie uwzględniające rozkładu strumieni pieniądza w czasie. Ale stosunkowo szybko dają informacje o planowanym projekcie i mogą być podstawą do porównań z innymi analizowanymi projektami. Pozwalają na szybką eliminację projektów ryzykownych.

Metody oceny inwestycji uwzględniające zdyskontowane przepływy pieniężne przedstawiono poniżej.

WARTOŚĆ BIEŻĄCA NETTO: NPV

Zaktualizowana wartość netto to metoda skonstruowana zgodnie z wymogami nowoczesnego zarządzania finansami.

NPV = PV – I (czyli zdyskontowane wpływy – inwestycja). Miernik wartości bieżącej netto stanowi sumę rocznych, dotyczących ocenianego projektu wielkości przewidywanych nakładów i efektów dochodowych zdyskontowanych na koniec roku przyjętego jako rok zerowy. Wielkość przepływów gotówkowych każdego roku jest różnicą nominalnych wpływów minus nominalne wydatki. Wielkość miernika to różnica wszystkich rocznych, zdyskontowanych przepływów dodatnich (wpływów) i ujemnych (wydatków).

Stopa dyskontowa ustalono o średni koszt kapitału finansującego przedsięwzięcie skorygowana o premię za ryzyko, to minimalna stopa zwrotu z projektu,

wymagana przez inwestora, która musi być zrealizowana.

Z danych zaprezentowanych w tabeli 5 wynika, że uzyskanie kwoty 3.693.360,00 zł. w pierwszym roku działalności gospodarczej wymaga dokonania wpłaty kwoty 3.357.633,00 zł na 10%, z kolei w drugim roku aby uzyskać 3.693.360,00 zł. należy dokonać wpłaty 3.052.192,00 zł na 10%, itd.

Tabela 5

Zestawienie wpływów kasowych netto oraz obliczenie ich obecnej wartości w poszczególnych latach okresu obliczeniowego NPV dla kapitału całkowitego, szacowane na 5 lat

Okresy	1 rok	2 rok	3 rok	4 rok	5 rok
nakłady kapitałowe	-	-	-	-	-
Przychód	4.104.000	4.104.000	4.104.000	4.104.000	4.104.000
Koszty	198.000	198.000	198.000	198.000	198.000
Zysk brutto	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000
Podatek doch.	742.140	742.140	742.140	742.140	742.140
Zysk netto	3.163.860	3.163.860	3.163.860	3.163.860	3.163.860
+ Amortyzacja	529.500	529.500	529.500	529.500	529.500
przepływy pieniężne	3.693.360	3.693.360	3.693.360	3.693.360	3.693.360
współczyn. dyskont dla i = 10%	0,9091	0,8264	0,7513	0,6830	0,6209
zdyskontow. wartość przepływów pieniężnych netto	3.357.633	3.052.193	2.774.822	2.522.565	2.293.207

Źródło: opracowanie własne

Suma wpływów kasowych $\sum CF$ 18.466.800,00

Suma obecnej wartości wpływów $\sum PV$ 14.000.420

Analizując tę inwestycję o następujących wartościach strumienia gotówki: rok 0 (-7.500.00), rok 1 3.693.360, rok 2 3.693.360, rok 3 3.693.360, rok 4 3.693.360, rok 5 3.693.360 wzór na NPV kształtowałby się następująco:

$$NPV = -7.500.000 + \frac{3.693.360}{1,1} + \frac{3.693.360}{(1,1)^2} + \frac{3.693.360}{(1,1)^3} + \frac{3.693.360}{(1,1)^4} + \frac{3.693.360}{(1,1)^5} \approx 14.010.000$$

Wartość bieżąca netto NPV = PV – I = 14.000.420 – 7.500.000 = 6.500.420

Ustalona wartość NPV na poziomie 6.500.419 zł. oznacza, że inwestycja jest opłacalna.

Przedsięwzięcie jest opłacalne i dostarczy więcej środków pieniężnych niż kwota zainwestowanego kapitału. To projekt, w którym następują typowe przepływy pieniężne. Najpierw występuje duży wpływ gotówki, następnie w kolejnych latach głównie jej wpływy. Jak wynika ze wzoru na wartość NPV,

wraz ze wzrostem wymaganej stopy zwrotu (kosztu kapitału) spada wartość NPV projektu, a zatem efektywność projektu.

Przedsięwzięcie jest opłacalne wtedy gdy jego wewnętrzna stopa zwrotu jest wyższa od stopy granicznej, będącej najniższą możliwą do zaakceptowania przez inwestora stopą rentowności.

Poszukujemy takiego kosztu kapitału, gdzie NPV = 0. Da to odpowiedź o ile może wzrosnąć w trakcie 5 lat koszt kapitału.

NPV przy koszcie kapitału = 10% = 6.500.420

Poniżej przedstawiono obliczenia dotyczące wartości zaktualizowanej netto i wewnętrznej stopy zwrotu IRR dla założonej produkcji energii na poziomie 9.000MWh przed opodatkowaniem (tab.6) i po opodatkowaniu (tab.7).

Tabela 6
Wartość zaktualizowana netto i wewnętrzna stopa zwrotu IRR przed opodatkowaniem

Lata	1 rok	2 rok	3 rok	4 rok	5 rok
(-)Koszt inwestycji	7.500.000	0	0	0	0
(-)Koszt finansow. dział.do zak.inwest.	0	0	0	0	0
(+)Zysk brutto	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000
(+)Odsetki od kredytu	0	0	0	0	0
(+)Amortyzacja	529.500	529.500	529.500	529.500	529.500
(-)Zmiana kapitału obrotowego	0	0	0	0	0
(+)Wartość rezydentalna	0	0	0	0	0
Strumień netto	-3.064.500	4.435.500	4.435.500	4.435.500	4.435.500

źródło: opracowanie własne

Tabela 7
Wartość zaktualizowana netto i wewnętrzna stopa zwrotu IRR po opodatkowaniu

Lata	1 rok	2 rok	3 rok	4 rok	5 rok
(-)Koszt inwestycji	7.500.000	0	0	0	0
(-)Koszt finan dział.do zak.inwest.	0	0	0	0	0
(-)Podatek dochodowy	742.140	742.140	742.140	742.140	742.140
(+)Zysk brutto	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000	3.906.000
(+)Odsetki od kredytu	0	0	0	0	0
(+)Amortyzacja	529.500	529.500	529.500	529.500	529.500
(-)Zmiana kapitału obrotowego	0	0	0	0	0
(+)Wartość					

rezydentalna	0	0	0	0	0
Strumień netto	-3.806.640	3.693.360	3.693.360	3.693.360	3.693.360

źródło: opracowanie własne

Na podstawie kolejnych przybliżeń wybrano dwie wielkości stopy procentowej (i_1 oraz i_2) przy, których:

- NPV obliczona na podstawie wielkości stopy procentowej i_1 zbliżona jest do zera, stanowi górną granicę dodatnią i oznaczoną jako PV,
- NPV obliczona na podstawie wielkości stopy procentowej i_2 zbliżona jest do zera, stanowi dolną granicę ujemną i oznaczoną jako NV.

NPV 10% = 6.500.420

NPV > 0 ($i_1 = 79,68\%$) → 6.500.720

NPV dodatni (+ 300)

PV = 6.500.720

NPV < 0 ($i_2 = 79,67\%$) → 6.500.028

NPV ujemny (- 392)

NV = 6.500.028

Wewnętrzna stopa zwrotu IRR znajduje się w przedziale kosztu kapitału $79,67\% \div 79,68\%$.

Ważne jest ustalenie różnicy między poziomem i_1 a poziomem i_2 . Różnica nie powinna być większa niż 1 punkt procentowy. Wraz ze wzrostem tej różnicy wyniki obliczeń stają się mniej dokładne.

Obliczono poziom wewnętrznej stopy zwrotu badanego przedsięwzięcia:

$$PV (i_2 - i_1)$$

$$IRR = i_1 + \frac{PV}{PV + NV} = 79,685\%$$

$$PV + NV$$

$$IRR = NPV = 0 \rightarrow IRR = 79,685\%$$

Uzyskana wielkość IRR jest stopą dyskonta wyrażającą stopę zwrotu od kapitału wyłożonego na realizację projektu. Oznacza to, że górną granicę bezpieczeństwa kosztu kapitału jest wartość 79,685%.

Graniczna stopa w analizowanym przypadku wynosi 10% (stanowiła bazę obliczenia NPV). Planowane przedsięwzięcie jest opłacalne, gdyż wartość wyznaczonego IRR jest wyższa od stopy granicznej. Oczekiwana stopa zwrotu z inwestycji o początkowym koszcie 7.500.000 wynosi IRR = 79,685 punktu procentowego i jest większa niż wymagana przez przedsiębiorstwo stopa zwrotu.

Z zasad rachunkowej oceny projektów inwestycyjnych w oparciu o IRR wynika, że im poziom wewnętrznej stopy zwrotu jest wyższy od założonej przez inwestora minimalnej stopy zwrotu oznacza, że projekt jest korzystniej oceniany.

5. PODSUMOWANIE

Zaprezentowane dane i ich analiza wyraźnie potwierdzają opłacalność planowanego przedsięwzięcia polegającego na produkcji energii elektrycznej przez farmę wiatrową. Efektywność finansowa projektu została potwierdzona obliczeniami i kształtuje się następująco:

- wartość bieżąca netto (NPV) dla projektu wynosi 6.500.420
- wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) równa jest 79,685% ,
- okres zwrotu nakładów (PB), który wyniósł 2,03 oznacza, że w drugim roku i kolejnych latach wyniki finansowe są dodatnie.

Wygenerowane zyski pokrywają zapotrzebowanie na spłatę zobowiązań kredytowych i pozwalają na akumulację środków pieniężnych na sfinansowanie zakupu i montażu kolejnych elektrowni wiatrowych.

Dodatkowym argumentem planowanego przedsięwzięcia jest z jednej strony korzystny stan środków pieniężnych, zapewniający sprawną obsługę zadłużenia, zaś z drugiej zabezpieczenie środków finansowych pod przyszłe inwestycje. Należy jednak podkreślić, że analiza ekonomiczna firmy nie sygnalizuje zagrożeń dla realizacji tak założonego programu inwestycyjnego; można zakwalifikować przedsięwzięcie inwestycyjne do klasy o niewielkim ryzyku finansowym.

LITERATURA

- [1] Anuszczyk J., Pawełek R., Terlecki B., Wasiak I.: Analiza możliwości zarządzania energią w elektrowniach wiatrowych. Rynek Energii 2011, nr 1, s.97
- [2] Brigham E.F., Gapenski L.C.: Zarządzanie finansami, PWE, Warszawa 2000, s.67
- [3] Cherka M. (red.), Elżanowski F.M., Swora M., Wąsowski K.A.: Energetyka i ochrona środowiska w procesie inwestycyjnym. Monografie, Oficyna WKB, Warszawa 2010, s.35-38
- [4] Czarnek J.(red.naukowa): Efektywność projektów inwestycyjnych. Wydawnictwo "Dom Organizatora", Toruń 2010, s.80-81
- [5] Dziworska K.: Decyzje inwestycyjne przedsiębiorstw. Wydawnictwo Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk 2000, s.79-80
- [6] Giera M.: Prawo energetyczne z komentarzem. Wydawnictwo Polcen, Warszawa 2010, s.35-38
- [7] Marcinek K.: Ryzyko projektów inwestycyjnych. WAE, Katowice 2000, s.85-86
- [8] Ostrowska E.: Ryzyko projektów inwestycyjnych. PWE, Warszawa 2002, s.47-48
- [9] Pluta W. (red.): Finanse małych i średnich przedsiębiorstw. PWE, Warszawa 2004, s.260-262
- [10] Rubaszkiwicz J.: Ochrona środowiska w wymiarze międzynarodowym i krajowym, Wyższa Szkoła Cła i Logistyki, Warszawa 2008, str.20
- [11] Sierpińska M., Jachna T.: Ocena przedsiębiorstw według standardów światowych. PWN, Warszawa 2005, s.338-341
- [12] Soliński I., Ostrowski J., Soliński B.: Energia wiatru. Kraków 2010, s.13-14
- [13] Suska-Szczerbicka M., Analiza strategiczna w procesie zarządzania strategicznego. Strategia rozwoju podmiotów gospodarczych w aktualnych uwarunkowaniach. Materiały z VII Konferencji Doktorantów Szczecin, 7 maja 2011. Szczecin 2012, s.153
- [14] Suska-Szczerbicka M., Wind Energy financing tools. Ukraine and Poland: Selected social-economic and environmental issues. National Academy of the Culture and Arts Leader (Kyiv) University of Szczecin University of Economics in Wrocław, Kyiv - Szczecin 2010, s.145-158
- [15] Weiss E. (red.): Fundusze strukturalne jako źródło dofinansowania energii alternatywnej [w:] Nowe trendy i wyzwania w zarządzaniu. Wydawnictwo VIZJA PRESS & IT. Warszawa 2007. s.113 – 123.
- [16] Weiss E. (red.): Selected issues in organization and management of enterprises. Theory and practice. York University, Alabama State, USA 2012, s.31
- [17] Zachorowska A.: Ryzyko działalności inwestycyjnej przedsiębiorstw. PWE, Warszawa 2006, s.86-88
- [18] Zamasz K., Saługa P.: Ocena efektywności ekonomicznej projektu rozbudowy mocy elektrociepłowni z wykorzystaniem analizy drzew decyzyjnych. Rynek Energii 2010, nr 2, s. 165
- [19] Gospodarka Paliwowo-Energetyczna w latach 2007-2008, Informacje i opracowania statystyczne, GUS, Warszawa 2010, s..32
- [20] World energy Outlook 2010, International Energy Agency, Online bookshop, 2009, s.5-29
- [21] Prawo energetyczne oraz o zmianie niektórych innych ustaw (Dz.U.z 2010r Nr 21, poz. 104; Dz.U. 2010 Nr 21, poz. 104; Dz.U. Nr 80, poz. 717 z późn. zm.).

[22] 22. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2003 r., Nr 80, poz. 717).

PROFITABILITY ASSESSMENT OF INVESTMENT PROJECTS ELECTRICAL ENERGY WIND PRODUCTION

Key words: electricity, wind farm, the profitability of the project, the viability

Summary.The article presents an assessment of the profitability of investment projects involving the production of electricity by a wind farm. There are highlighted the key elements of the success of the investment project. The article pointed out effects of these factors on the economic and financial situation of the investor starting a business. Viability assessment has been prepared based on a thorough analysis of the collected data and we present a real and wide view of the investment project in a period perspective. The results of the analysis confirm the viability of the project for the beginning investor who starts activity in the electricity market. The presented results are the consequence of testing and evaluation of the market and practical experience of the authors in this field.

Elżbieta Weiss, profesor Wydziału Zarządzania Wyższej Szkoły Finansów i Zarządzania w Warszawie; e-mail: elzen@gazeta.pl

Magdalena Suska-Szczerbicka, doktorantka Uniwersytetu Szczecińskiego, właścicielka firmy PHU” AM-WIND” w Wałczu oferującej kompleksowy zakres usług inwestycyjnych związanych z projektami inwestycyjnymi i budową elektrowni wiatrowych; e-mail: biuro@am-wind.pl.