

**POLSKA AKADEMIA NAUK
INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA**

**WYKORZYSTANIE ENERGII WIATRU
DO PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ
W KAMIENICY ŚLĄSKIEJ**
Studium Celowości

ZAŁĄCZNIK NR 5

Kraków, marzec 2005

Spis treści:

1. Wnioski z przeprowadzonej analizy – podsumowanie	3
2. Definicja projektu.....	4
3. Charakterystyka projektu	4
4. Analiza techniczna i technologiczna	6
5. Analiza ekonomiczna	8
6. Analiza oddziaływania na środowisko	13
Podsumowanie	15
Literatura	15

1. Wnioski z przeprowadzonej analizy – podsumowanie

Projekt przewiduje wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej odsprzedawanej do systemu krajowych sieci energetycznych. Planuje się realizację zespołu pięciu siłowni wiatrowych o mocy 600 kW każda.

Realizacją inwestycji zainteresowany jest Pan Henryk Klyta – właściciel firmy: Skup i Sprzedaż Surowców Wtórnych, Kamienica Śląska ul. Częstochowska 1, 42-287 Lubsza. Inwestor posiada ok. 300 ha terenu, z którego znaczna część może być ewentualnie wykorzystana w celu rozwoju energetyki wiatrowej. Energia produkowana przez siłownie wiatrowe ma być odsprzedawana Zakładowi Energetycznemu w Częstochowie. Ustalono wstępną cenę zakupu energii przez Zakład Energetyczny na 24 gr/kWh.

Na podstawie danych pomiarowych obejmujących okres niepełnego roku, przeprowadzonych na zlecenie Inwestora, średnioroczną prędkość wiatru na wysokości 60 m n.p.t. oszacowano na 5,7 m/s. Dane IMiGW określają średnioroczną prędkość wiatru na tej wysokości na ok. 4 m/s. Może to świadczyć o istnieniu lokalnej anomalii jeżeli chodzi o wietrzność na tym terenie. Przyczyną tego stanu rzeczy może być wywyższenie terenu w miejscu gdzie przewiduje się lokalizację zespołu siłowni (poziom terenu zlokalizowany jest ponad 300 m n.p.m.). Dane dotyczące warunków wiatrowych w rozpatrywanej lokalizacji wymagają jednak uściślenia. Aktualnie prowadzone są ciągłe pomiary siły wiatru. Ponadto Inwestor zamierza uruchomić w roku 2005 siłownię wiatrową o mocy 150 kW, która dostarczy informacji na temat prędkości wiatru.

Mając na uwadze wyniki przeprowadzonych analiz technicznych, ekonomicznych i ekologicznych najbardziej atrakcyjnym do realizacji, spośród wariantów analizowanych, jest wariant zakładający wykorzystanie zespołu używanych siłowni wiatrowych zainstalowanych na wysokości 40 m n.p.t. Siłownie te miałyby sumaryczną nominalną moc elektryczną 3 MW. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy nominalnej (produkcji energii z mocą nominalną siłowni) wynosi ok. 18%. Planowana roczna produkcja energii wynosi 4 797 MWh. Koszty inwestycyjne związane z realizacją przedsięwzięcia oszacowano na 7,3 mln. zł; z tego przewidziano, że: 5,5 mln pokryte zostanie z dotacji, 1,1 mln. zł z kredytu, a 0,7 mln. zł stanowić będą środki własne Inwestora. Roczne koszty funkcjonowania ogółem oszacowano na 513 tys. zł. Inwestycja cechuje się wewnętrzną stopą zwrotu na poziomie 39,5% i prostym czasem zwrotu 3,5 roku. Koszt wytworzenia energii elektrycznej oszacowano na 0,11 zł/kWh. Realizacja zamierzeń projektowych przyczyni się do poprawy stanu środowiska naturalnego i ograniczy konsumpcję konwencjonalnych paliw kopalnych. Prognozowane koszty redukcji

emisji w przeliczeniu na tonę polutanta wynoszą: dla CO₂ ok. 102 zł i dla SO₂ ok. 16,5 tys. zł. Inwestycja dodatkowo promować będzie ideę wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

2. Definicja projektu

Przedmiotem projektu jest wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej. Produkowana energia elektryczna ma być następnie odsprzedawana do krajowych sieci energetycznych – za pośrednictwem regionalnego Zakładu Energetycznego w Częstochowie.

Inwestorem zainteresowanym uruchomieniem przedmiotowej inwestycji jest Pan Henryk Klyta, właściciel firmy Skup i Sprzedaż Surowców Wtórnych, Kamienica Śląska ul. Częstochowska 1, 42-287 Lubsza.

Realizacja zamierzeń projektowych przyczyni się do poprawy stanu środowiska naturalnego i ograniczy konsumpcję konwencjonalnych paliw kopalnych. Inwestycja dodatkowo promować będzie ideę wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

3. Charakterystyka projektu

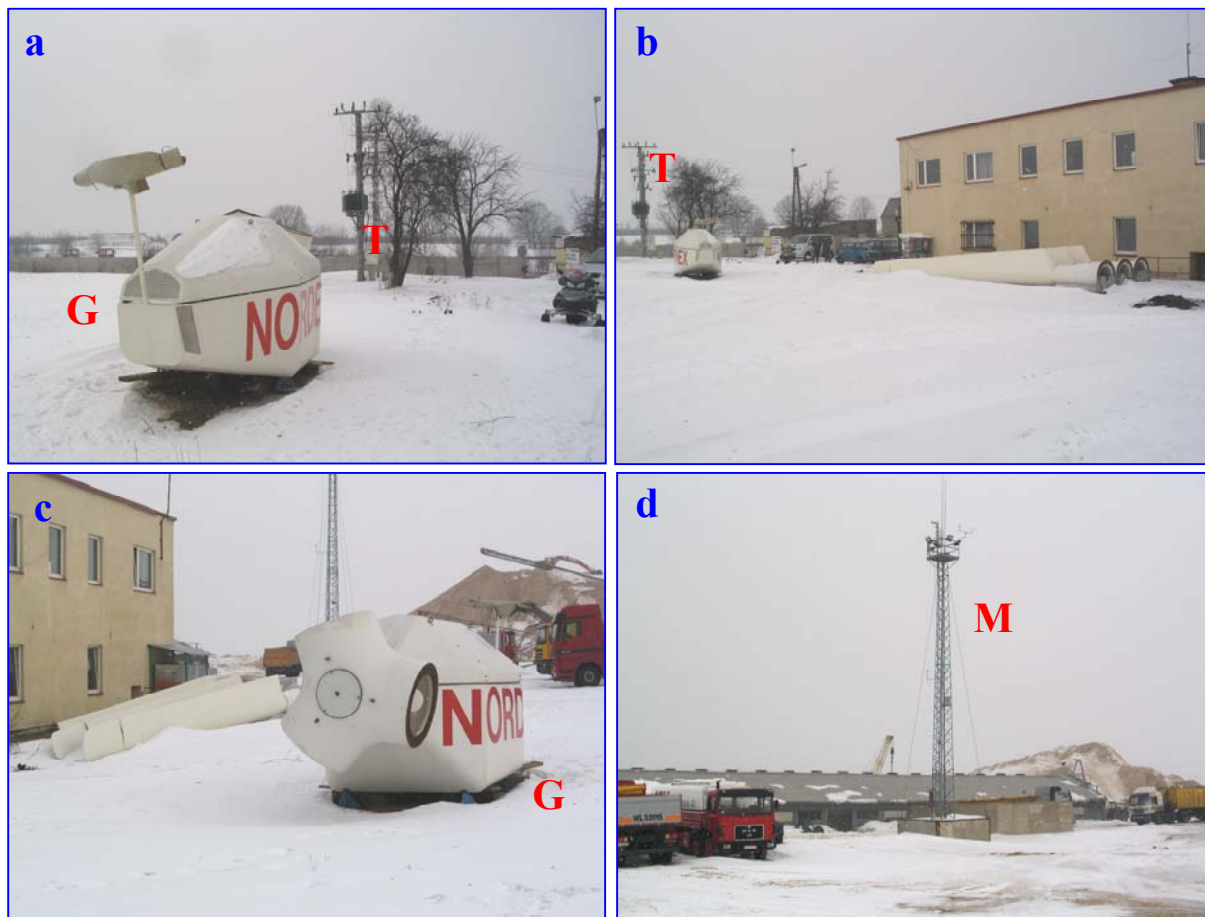
Projekt przewiduje wykorzystanie energii wiatru do produkcji energii elektrycznej odprowadzanej do systemu krajowych sieci energetycznych. Planuje się realizację zespołu pięciu elektrowni wiatrowych. Zależnie od osiągniętych efektów ich pracy Inwestor planuje rozbudowę zespołu o nowe urządzenia. Istnieją duże potencjalne możliwości terenowe jeżeli chodzi o rozbudowę planowanego zespołu o nowe urządzenia. Inwestor posiada ok. 300 ha terenu, z którego znaczna część może być ewentualnie wykorzystana w tym celu.

Rozważana lokalizacja położona jest w rejonie województwa śląskiego, który ze względu na umiarkowane warunki wiatrowe nie jest perspektywiczny jeżeli chodzi o rozwój energetyki wiatrowej (serwis internetowy IMiGW, 2004). Zgodnie z kalkulacjami, opartymi o pomiary siły wiatru wykonywane przez IMiGW na terenie województwa śląskiego (Kruczała A., 2000), szacowane zasoby energii elektrycznej pochodzącej z wiatru na wysokości 60 m n.p.t. wynoszą tu poniżej 300 kWh/(m²rok)¹.

Inwestor dysponuje w chwili obecnej danymi pomiaru prędkości wiatru na wysokościach 60, 40 i 30 m, za okres od 2002.09.01 do 2002.09.02 i od 2003.02.23 do 2003.04.30. Dane te sugerują lepsze warunki wietrzne, niż można by się było tego spodziewać w oparciu o dane IMiGW. Przyczyną tego stanu rzeczy może być istnienie anomalii spowodowanej lokalnym wypiętrzeniem terenu (teren o którym mowa znajduje się na wysokości ponad 300 m n.p.m.,

¹ Jednostka kWh/(m²rok) określa roczną produkcję energii z 1 m² powierzchni wirnika siłowni wiatrowej.

na wyraźnym wzniesieniu). Pomiary są aktualnie kontynuowane czujnikami umieszczonymi na maszcie pomiarowym zaprezentowanym na rys. 1 d. Dodatkowo Inwestor planuje uruchomienie w 2005 roku siłowni wiatrowej o mocy 150 kW (elektrownia ma być zainstalowana na maszcie o wysokości 30 m n.p.t – gondolę elektrowni widać na rys. 1 a, b, c), której eksploatacja dostarczy danych dotyczących siły wiatru na rozpatrywanym terenie. Ze względu na to, że dane pomiarowe nie obejmują pełnego roku pomiarowego, dla opisu rozkładu prędkości wiatru wykorzystano metody statystyczne. Wykorzystując dane pomiarowe dokonano ustalenia podstawowych parametrów opisujących rozkład prędkości wiatru w czasie roku – tak przygotowane dane wsadowe zostały użyte do dalszych szacunków techniczno-ekonomicznych związanych z analizą opłacalności realizacji inwestycji.



Rys. 1. Zdjęcia a i b prezentują miejsce planowanego przyłączenia siłowni wiatrowych do sieci energetycznej (T –transformator), przedstawiają ten sam transformator z dwóch różnych ujęć. Na zdjęciach: a, b i c widoczna jest gondola (G) siłowni wiatrowej o mocy 150 kW, planowanej do uruchomienia w 2005 roku. Zdjęcie d przedstawia maszt pomiarowy (M) do pomiarów prędkości wiatru prowadzonych aktualnie

Dodatkowym atutem przemawiającym za omawianą lokalizacją jest niewielka odległość do sieci energetycznej, redukująca koszty ewentualnego przyłącza. Rys. 1 a i b prezentuje miejsce ewentualnego przyłączenia planowanego zespołu siłowni wiatrowych do sieci energetycznej.

4. Analiza techniczna i technologiczna

Analiza techniczna obejmowała w sumie cztery warianty, dla których w części ekonomicznej niniejszego Studium Celowości dokonano analizy opłacalności przedsięwzięcia. Dwa warianty główne różnią się między sobą wysokością na jakiej postanowiono usytuować siłownię wiatrową - zdecydowano się wykorzystać siłownie zainstalowane na wysokości 40 i 60 m n.p.t. Dodatkowo - ze względu na zainteresowanie jakim cieszą się sprowadzane do Polski używane siłownie wiatrowe z krajów Europy Zachodniej - postanowiono przeanalizować wykorzystanie siłowni nowych i używanych. Sumarycznie dało to cztery warianty, dla których przeprowadzono analizy:

Wariant 1 – instalacja nowych siłowni wiatrowych na wysokości 40 m n.p.t.;

Wariant 2 – instalacja używanych siłowni wiatrowych na wysokości 40 m n.p.t.;

Wariant 3 – instalacja nowych siłowni wiatrowych na wysokości 60 m n.p.t.;

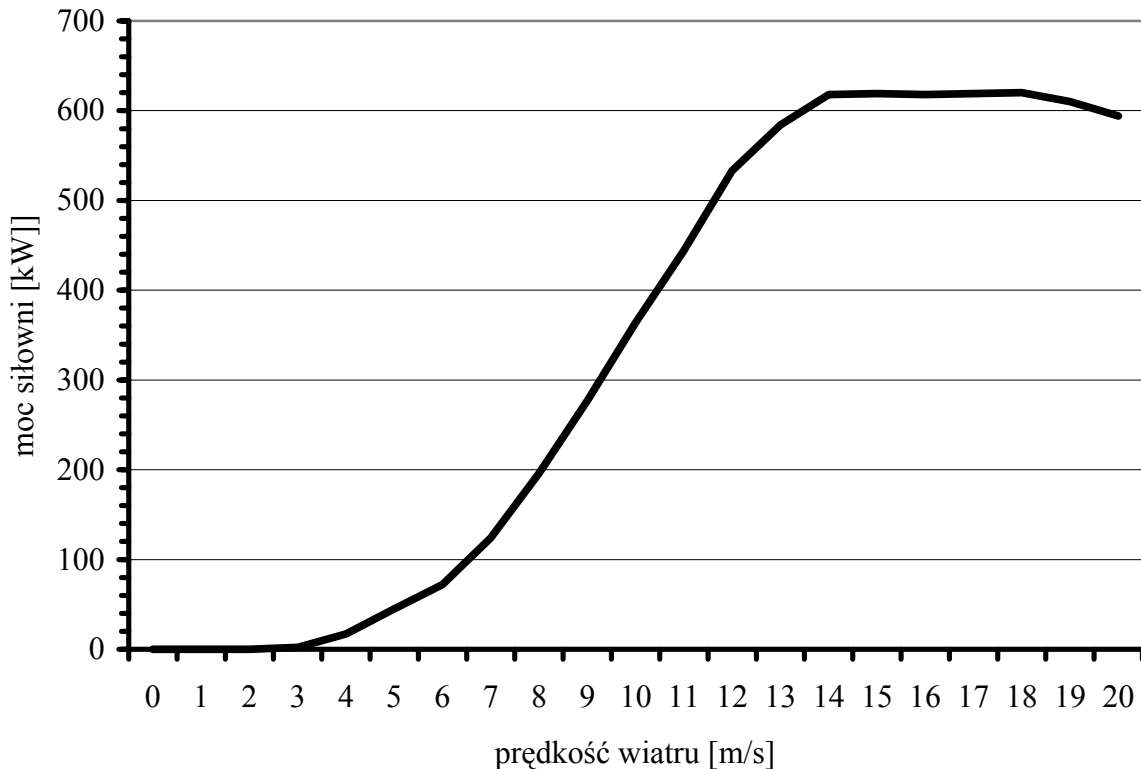
Wariant 4 – instalacja używanych siłowni wiatrowych na wysokości 60 m n.p.t..

Docelowo, we wszystkich wariantach, planuje się realizację zespołu 5-ciu siłowni wiatrowych. Pewnym problemem w przypadku analizowania zastosowania siłowni używanych może być równoczesnych zakup pięciu siłowni tego samego typu. Może to oznaczać konieczność współpracy różnego typu urządzeń.

W obliczeniach wykorzystano dane techniczne dla siłowni o mocy 600 kW instalowanej na założonych wysokościach i krzywą mocy analizowanej siłowni wiatrowej zaprezentowaną na rys. 2.

Ze względu na brak pełnych danych pomiarowych prędkości wiatru (obejmujących co najmniej jeden pełny rok), roczny rozkład prędkości wiatru określono stosując metody statystyczne. Roczny rozkład prędkości wiatru określono przy zastosowaniu rozkładu Weillbula. Na podstawie danych pomiarowych oszacowano wartość parametru kształtu, wartość ta ustalona została na 2,16. Średnioroczną prędkość wiatru na wysokości 60 m n.p.t. oszacowano na 5,7 m/s (na podstawie danych IMiGW w analizowanej okolicy, na tej wysokości, średnioroczna prędkość wiatru jest niższa i wynosi ok. 4 m/s). Inwestor powinien brać pod uwagę ryzyko inwestycyjne związane z faktem możliwości znacznych zmian prędkości średniorocznej wiatru w poszczególnych latach. Zmiany te w czasie dekady sięgać

mogą, w skrajnych przypadkach, nawet 100% (Lorenc H., 2002). Jednocześnie pamiętać należy, że produkcja energii jest wprost proporcjonalna do trzeciej potęgi prędkości wiatru – błąd w szacunkach produkcji energii może być zatem znacznie większy. Jak wspomniano określenia parametrów rozkładu prędkości wiatru w czasie roku dokonano w oparciu o dane niekompletne, poza tym nie ma gwarancji, że okres pomiarowy z którego pochodzą dane był okresem reprezentatywnym.



Rys. 2. Krzywa mocy silowni wiatrowej o mocy nominalnej 600 kW
(na podstawie danych producenta)

Wykorzystując przyjęte powyżej założenia dokonano oszacowania produkcji energii elektrycznej – obliczone wartości podstawowych parametrów charakteryzujących pracę analizowanych silowni wiatrowych przedstawiono w tabeli 1.

Tabela 1. Zestawienie podstawowych parametrów technicznych charakteryzujących pracę siłowni wiatrowych w poszczególnych wariantach

Parametr	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Wysokość posadowienia osi wirnika siłowni [m n.p.t.]	40	40	60	60
Moc nominalna pojedynczej siłowni [kW]	600	600	600	600
Ilość siłowni [sztuk]	5	5	5	5
Moc nominalna całkowita [MW]	3	3	3	3
Rodzaj stosowanych siłowni	nowe	używane	nowe	używane
Średnioroczna prędkość wiatru [m/s]	5,26	5,26	5,70	5,70
Sumaryczna produkcja energii elektrycznej [MWh/rok]	4 797,23	4 797,23	5 835,42	5 835,42
Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej [%]	18,2	18,2	22,2	22,2

5. Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna wykonana została w oparciu o pewne założenia dotyczące: stosowanych urządzeń, cen zakupu energii przez Zakład Energetyczny, kosztów obsługi instalacji, scenariusza i warunków finansowania inwestycji.

Oszacowania kosztów inwestycyjnych dokonano bazując na kosztowych danych wskaźnikowych – w przypadku urządzeń nowych (Soliński I., Soliński B., 2004) oraz na ofertach sprzedaży zamieszczonych w Internecie – w przypadku urządzeń używanych (strona WWW firmy ARKA, 2005).

Cena zakupu produkowanej energii elektrycznej została wstępnie ustalona przez Inwestora na drodze zapytania skierowanego do Zakładu Energetycznego w Częstochowie – wynosi ona 24 gr/kWh.

Koszt obsługi instalacji ustalono na podstawie wskaźnikowych danych zestawionych w literaturze (Soliński I., Soliński B., 2004):

- dla siłowni nowych wynosiły one 0,007 Euro/kWh;
- dla siłowni używanych 0,015 Euro /kWh.

Dla wszystkich analizowanych wariantów założono, że cała instalacja powstanie w pierwszym roku 23 letniego przedziału czasowego objętego analizą.

Siłownia wiatrowa i pozostałe elementy instalacji zostały objęte stawką amortyzacyjną 4,5% w skali roku.

Ze względu na proekologiczny charakter proponowanego rozwiązania w scenariuszu finansowania inwestycji założono poziom dotacji na poziomie 75% przewidywanych kosztów

inwestycyjnych. Pozostałe fundusze w 15% pochodzić będą z kredytu komercyjnego, oprocentowanego na 8% w skali roku i zaciągniętego na 22 lata. Przewiduje się 10% udziału kapitału własnego.

Określenia zaktualizowanej wartości netto (NPV) dokonano zakładając wartość stopy dyskontowej wynoszącą 8%, czas analiz równy jest okresowi amortyzacji urządzeń (22 lata).

Tabela 2 przedstawia zestawienie kosztów inwestycyjnych, kosztów eksploatacyjnych oraz przychodów rocznych w poszczególnych wariantach. W tabeli 3 ujęto wartości najważniejszych wskaźników ekonomicznych i techniczno-ekonomicznych charakteryzujących poszczególne warianty.

Tabela 2. Zestawienie podstawowych parametrów ekonomicznych cechujących rozpatrywane warianty

Parametr	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Koszt zakupu siłowni [tys. zł]	7 200	4 800	9 000	6 300
Koszty przedinwestycyjne i montaż [tys. zł]	1 500	1 500	2 000	2 000
Koszty transportu [tys. zł]	1 000	1 000	1 500	1 500
Całkowity koszt inwestycyjny [tys. zł]	9 700	7 300	12 500	9 800
Podział kosztów inwestycyjnych [tys. zł]:				
dotacja	7 275	5 475	9 375	7 350
kredyt	1 455	1 095	1 875	1 470
środki własne	970	730	1 250	980
Koszty eksploatacyjne [tys. zł/rok]	137	293	166	356
Amortyzacja urządzeń [tys. zł/rok]	110	83	142	111
Obsługa kredytu [tys. zł/rok]	183	137	235	184
Koszty roczne ogółem [tys. zł/rok]	430	513	543	651
Przychody [tys. zł/rok]	1 151	1 151	1 400	1 400

Tabela 3 Zestawienie wartości wskaźników technicznych i techniczno-ekonomicznych charakteryzujących rozpatrywane warianty

Parametr	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych [lata]	4,2	3,5	4,5	4
NPV(@ 8%) [tys. zł]	5 614	5 121	6 542	5 853
IRR [%]	34,3	39,5	31,9	35,1
Koszt produkcji jednostki energii [zł/kWh]	0,09	0,11	0,09	0,11

Dane zestawione w tabelach 2 i 3 przedstawiono w formie wykresów na rys. od 3 do 7.

Najwyższe planowane koszty inwestycyjne charakteryzują wariant 3, najniższe wariant 2, w przypadku wariantów 1 i 4 planowane koszty inwestycyjne są na podobnym poziomie (rys.

3). Dominującym składnikiem kosztów we wszystkich analizowanych przypadkach jest zakup siłowni wiatrowej – stanowi on ok. 70 – 80% kosztów inwestycyjnych w przypadku instalacji siłowni nowej i ok. 60% w przypadku siłowni używanej.

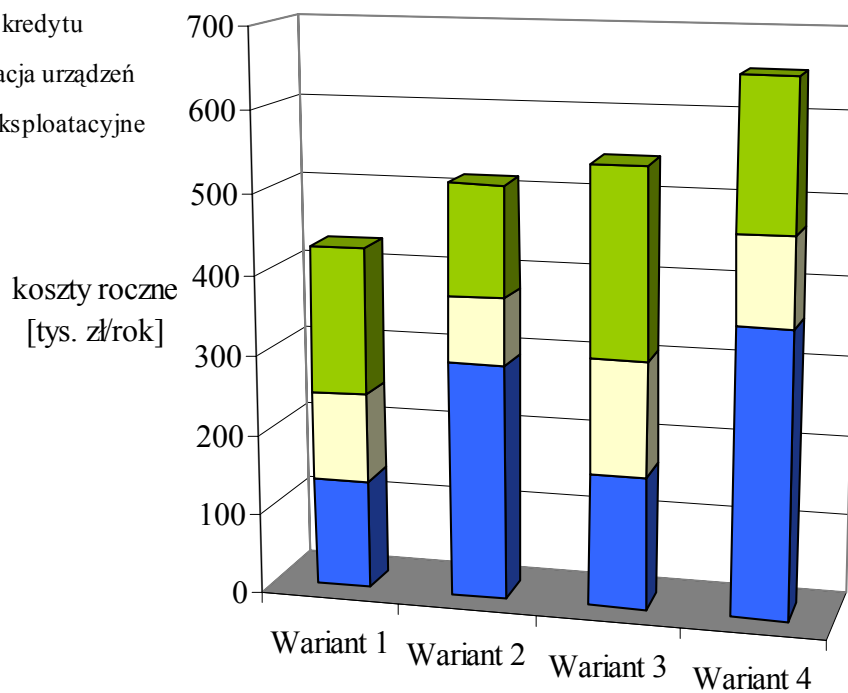
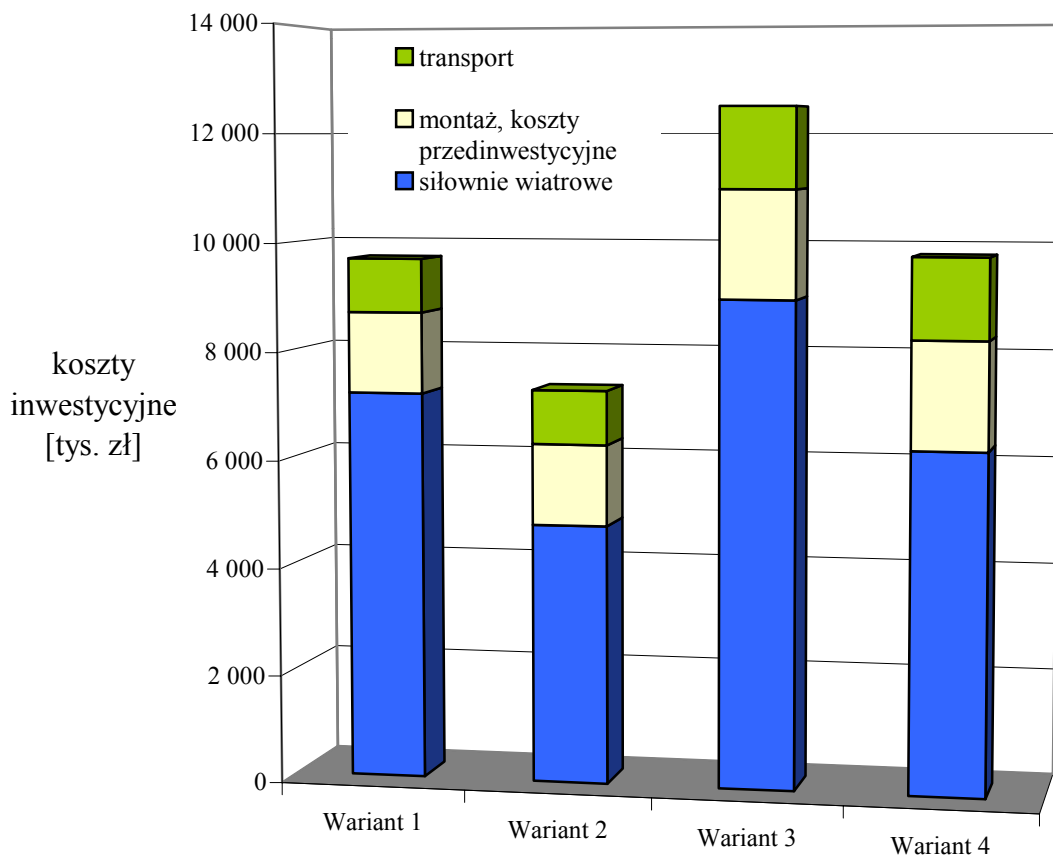
Najwyższe koszty roczne funkcjonowania instalacji (obejmujące: amortyzację urządzeń, remonty, naprawy i obsługę techniczną oraz obsługę kredytu) dotyczą wariantów 3 i 4 (rys.

4). Dominującymi składnikami rocznych kosztów funkcjonowania instalacji, zarówno w przypadku instalacji siłowni nowych jak i używanych, są koszty eksploatacyjne i obsługa kredytu. Warianty dotyczące eksploatacji siłowni używanych charakteryzują się podwyższonymi kosztami eksploatacyjnymi – jest to spowodowane większym prawdopodobieństwem wymiany elementów ruchomych oraz remontów i napraw. Dzięki wysokiemu - spodziewanemu poziomowi dotacji udział amortyzacji urządzeń w strukturze kosztów jest stosunkowo niewielki.

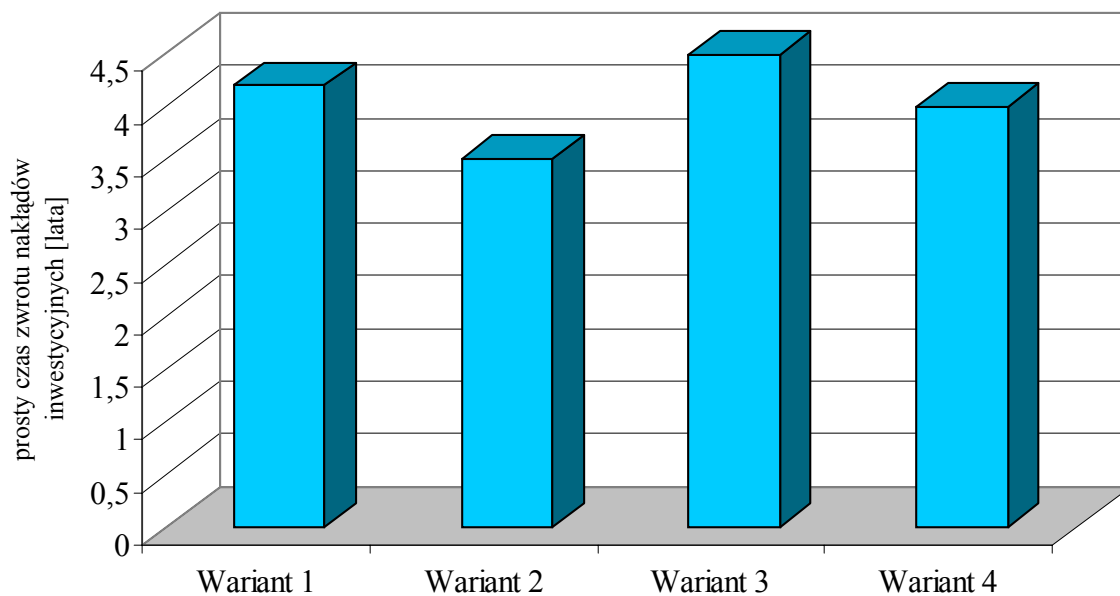
Wszystkie analizowane warianty charakteryzują się krótkim czasem zwrotu nakładów inwestycyjnych poniesionych przez Inwestora. Najkrótszy prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych charakteryzuje warianty planujące wykorzystanie urządzeń używanych (warianty 2 i 4) – rys. 5. Czas zwrotu instalacji w tym przypadku oszacowano na ok. 3,5 do 4 lata. W przypadku urządzeń nowych czas ten wynosi ok. 4,5 roku.

Metody dyskontowe wykazują największą atrakcyjność realizacji wariantu 2. Największą wartością zaktualizowaną netto, określoną przy założonej stopie dyskontowej 8%, charakteryzuje się wariant 3, następnie: 4, 1 i 2 (rys. 6). Najwyższa wartość wewnętrznej stopy zwrotu charakteryzuje wariant 2 i następnie kolejno: 4, 1 i 3 (rys. 7).

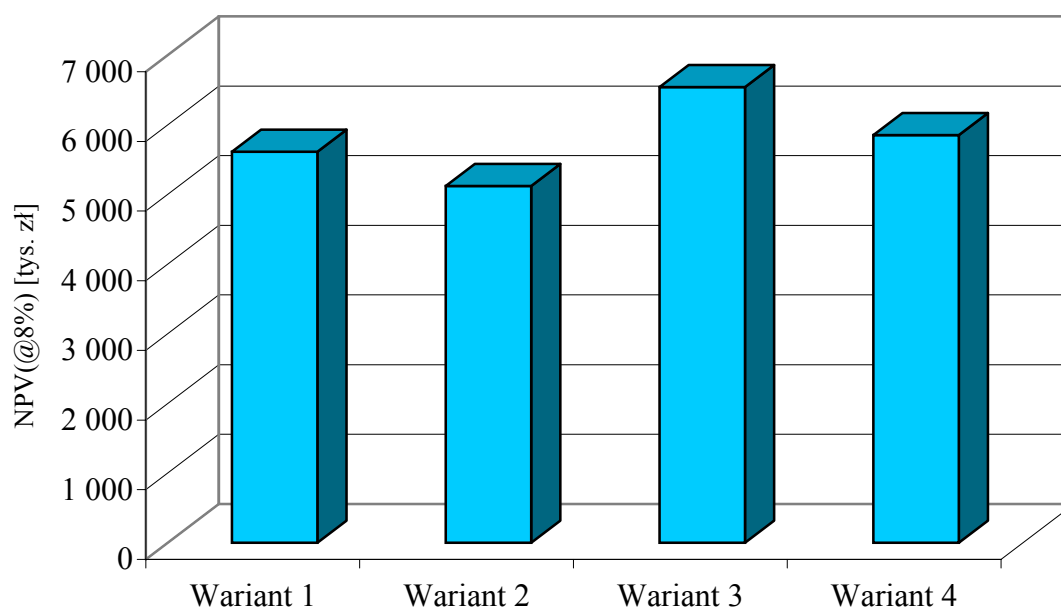
Mając na uwadze wyniki analizy ekonomicznej najbardziej atrakcyjny do realizacji jest wariant 2 montażu siłowni wiatrowych używanych zainstalowanych na wysokości 40 m n.p.t.



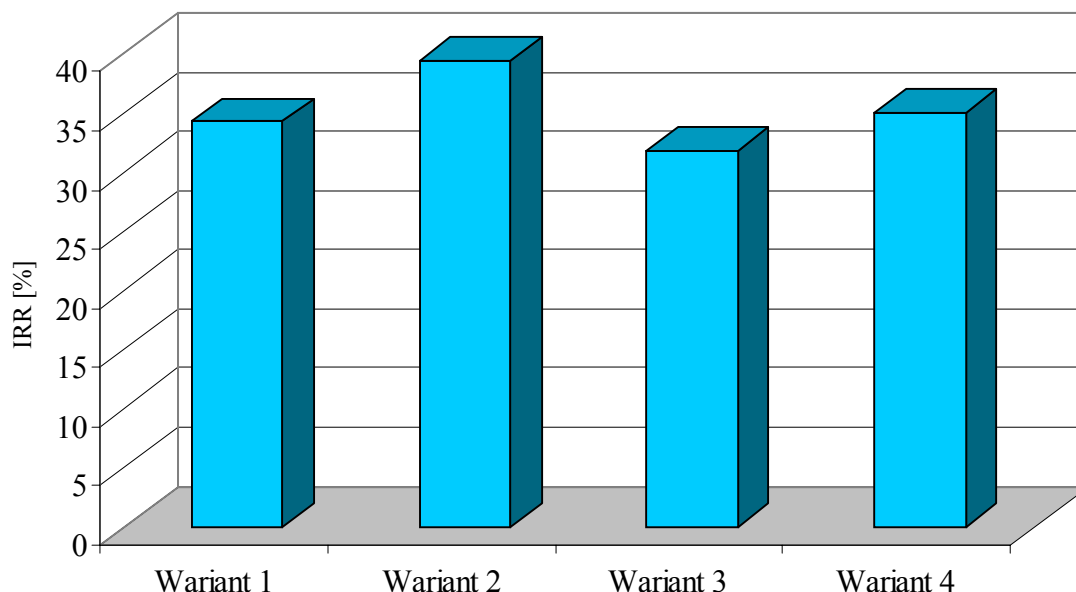
Rys. 4. Zestawienie rocznych kosztów funkcjonowania instalacji w poszczególnych wariantach



Rys. 5. Zestawienie prostego czasu zwrotu nakładów inwestycyjnych w poszczególnych wariantach



Rys. 6. Zestawienie wartości zaktualizowanej netto przy wartości stopy dyskontowej 8% w poszczególnych wariantach



Rys. 7. Zestawienie wewnętrznej stopy zwrotu w poszczególnych wariantach

6. Analiza oddziaływania na środowisko

Projektowana instalacja, poprzez redukcję konsumpcji paliw kopalnych, wpłynie bezpośrednio na ograniczenie emisji do atmosfery substancji zanieczyszczających. W tabeli 4 zaprezentowano spodziewane efekty ekologiczne w postaci redukcji emisji zanieczyszczeń dla poszczególnych – rozważanych wariantów.

Tabela 4. Prognozowane efekty ekologiczne w postaci redukcji emisji zanieczyszczeń związane z realizacją poszczególnych wariantów [ton/rok]

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Benzo(a)piren	0,001	0,001	0,001	0,001
Sadza	0,082	0,082	0,100	0,100
Pył ze spalania paliwa	1,644	1,644	2,000	2,000
Dwutlenek węgla	5 023,000	5 023,000	6 110,000	6 110,000
Tlenek węgla	11,416	11,416	13,887	13,887
Tlenki azotu przeliczone na dwutlenek azotu	9,133	9,133	11,109	11,109
Dwutlenek siarki	31,051	31,051	37,771	37,771
Węglowodory alifatyczne	0,571	0,571	0,694	0,694
Węglowodory aromatyczne	0,571	0,571	0,694	0,694

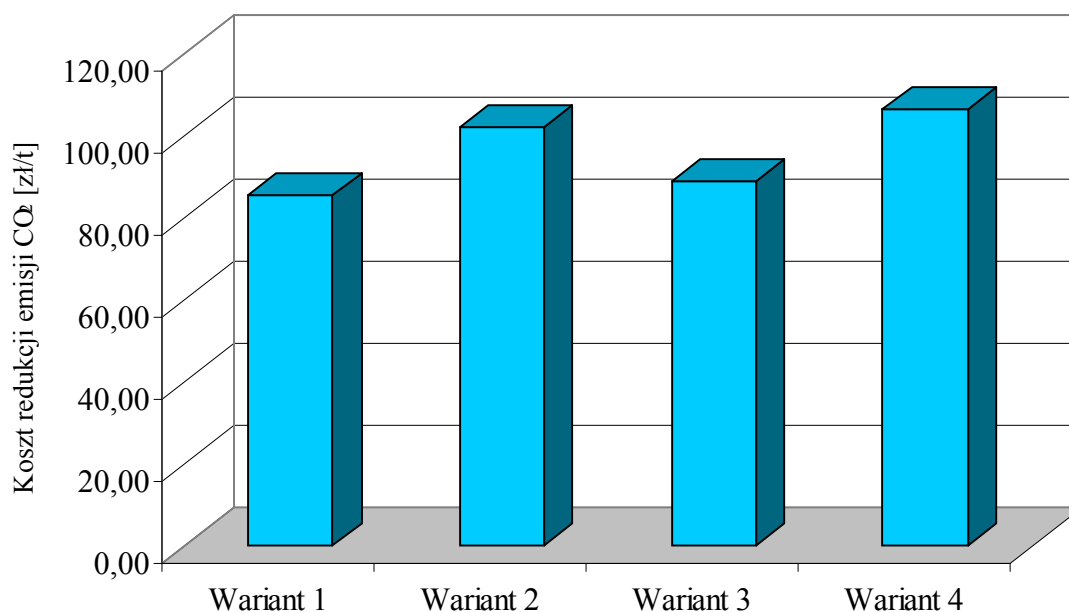
Najlepszych efektów ekologicznych spodziewać się należy w przypadku wariantów, dla których produkcja energii elektrycznej jest największa (patrz tabela 1) – czyli wariantów 3 i 4.

Warianty te charakteryzują się równocześnie największą kapitałochłonnością – bardziej celowym kryterium oceny wydaje się zatem zestawiony w tabeli 5 wskaźnik kosztów redukcji emisji zanieczyszczeń poszczególnych substancji.

Tabela 5. Prognozowane koszty redukcji emisji wybranych zanieczyszczeń w poszczególnych wariantach [zł/t]

Polutant	Wariant 1	Wariant 2	Wariant 3	Wariant 4
Dwutlenek węgla	85,61	102,13	88,87	106,55
Tlenek węgla	37 666,43	44 936,93	39 101,32	46 878,38
Tlenki azotu przeliczone na dwutlenek azotu	47 082,01	56 169,93	48 879,29	58 601,13
Dwutlenek siarki	13 848,19	16 521,21	14 376,11	17 235,45

Dla oceny ekologiczno – finansowej projektów proekologicznych najczęściej operuje się wskaźnikiem kosztów redukcji CO₂ – wartość tego wskaźnika dla analizowanych wariantów przedstawiono graficznie na rys. 8.



Rys. 8. Koszty redukcji emisji CO₂ w poszczególnych wariantach

Koszty redukcji pozostałych polutantów zestawionych w tabeli 5 będą proporcjonalne do prognozowanych kosztów redukcji CO₂. Z rys. 8 wynika, że najniższe koszty redukcji emisji CO₂ charakteryzują wariant 1 i 2.

Podsumowanie

Mając na uwadze wyniki przeprowadzonych analiz technicznych, ekonomicznych i ekologicznych najbardziej atrakcyjny do realizacji jest wariant 2 – zakładający wykorzystania zespołu pięciu używanych siłowni wiatrowych o mocy nominalnej 600 kW każda. Daje to sumaryczną nominalną moc elektryczną rozwiązania na poziomie 3 MW. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy nominalnej (produkcji energii z mocą nominalną siłowni) wynosi dla tego układu ok. 18%. Nieco lepszy wskaźnik wykorzystania mocy zainstalowanej (rzędu 22%) charakteryzuje warianty 3 i 4 – przy których siłownie instalowane są na wysokości 60 m n.p.t.

Duża rozbieżność między danymi otrzymanymi w wyniku pomiaru prędkości wiatru przez Inwestora, a danymi publikowanymi przez IMiGW świadczyć może o istnieniu lokalnej anomalii jeżeli chodzi o rozkład prędkości wiatru lub o wykonywaniu pomiarów przez Inwestora w okresie występowania anomalnie wysokich prędkości wiatru. Ze względu na kluczowe znaczenie tego parametru proponuje się wykonanie długoterminowych pomiarów prędkości wiatru lub etapowanie inwestycji. Dzięki zastosowaniu zespołu siłowni wiatrowych druga możliwość wydaje się bardzo interesująca.

Wiele informacji dotyczących rocznego rozkładu prędkości wiatru powinna przynieść eksploatacja planowanej do uruchomienia w 2005 siłowni o mocy 150 kW.

Literatura

1. Kruczała A. (pod redakcją). Atlas klimatu województwa śląskiego. IMiGW. Katowice 2000
2. Oferta oceny zasobów energii wiatru na terenie Polski. IMiGW. Serwis [www. http://www.imgw.pl/wl/internet/oferty/dzialy/wiatr.html](http://www.imgw.pl/wl/internet/oferty/dzialy/wiatr.html)
3. Lorenc H. Współczesne tendencje zmian prędkości i zasobów energii wiatru w Polsce. „Ogólnopolskie Forum Odnawialnych Źródeł Energii”. Warszawa 2002
4. Soliński I., Soliński B. Energetyka wiatrowa w Polsce. Polityka Energetyczna tom 7 zeszyt 1 2004
5. Strona WWW firmy ARKA: <http://www.arka.wroclaw.pl/index.html>