

Przedstawiciel handlowy w branży OZE zawodem przyszłości

Materiały do I wykładu

Opracowali:
inż. Piotr Grzymiski
dr inż. Maciej Karczewski

Centrum Badań i Innowacji
PRO-AKADEMIA



KAPITAŁ LUDZKI
NARODOWA STRATEGIA SPÓJNOŚCI



Łódzkie

UNIA EUROPEJSKA
EUROPEJSKI
FUNDUSZ SPOŁECZNY



Łódź, Luty 2013

Elektrownie wiatrowe

1. Wstęp
2. Energetyka wiatrowa a OZE
3. Stan rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce na tle państw UE
4. Elektrownia wiatrowa krok po kroku
 - 4.1. Wybór lokalizacji
 - 4.2. Pomiar wietrzności
 - 4.3. Elektrownie wiatrowe a obszary objęte programem NATURA 2000
 - 4.4. Współpraca elektrowni wiatrowej z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE)
 - 4.5. Pozostałe czynności przy realizacji inwestycji elektrowni wiatrowej

1. Wstęp

Celem niniejszej publikacji jest prezentacja wyników analizy wybranych zagadnień dotyczących energetyki wiatrowej w Polsce. Praca składa się z trzech części, z których pierwsza wprowadza czytelnika w obecny stan rozwoju badanego sektora energetyki oraz opisuje najważniejsze regulacje prawne dotyczące odnawialnych źródeł energii. Ponadto w uproszczony sposób przedstawia kolejne etapy realizacji inwestycji elektrowni wiatrowej. Następna część dotyczy technologicznego aspektu i odzwierciedla bieżące rozwiązania techniczne w branży energetyki wiatrowej. W opracowaniu poruszone zostaną zagadnienia odnośnie eksploatacji oraz technologii wykorzystywanych przy budowie farm wiatrowych. Ostatnia część publikacji dotyczy możliwego rozwoju analizowanego sektora gospodarczego w przyszłości i przedstawia nowe, prototypowe rozwiązania, a także trendy które mogą zostać wykorzystane już za parę lat.

2. Energetyka wiatrowa a OZE

Od wielu lat jednym z ważniejszych celów Unii Europejskiej (UE) jest dokonanie zmian w polityce energetycznej państw członkowskich, polegających na zmniejszeniu uzależnienia od tradycyjnych źródeł energii, jakimi są paliwa kopalne. Motywacją w tych działaniach jest uzyskanie na terenie państw członkowskich jednolitej „gospodarki niskoemisyjnej”, prowadząc do „zielonego rozwoju gospodarki”, poprzez większe wykorzystanie energii wody, słońca, wiatru oraz biomasy, jako źródeł energii elektrycznej. Na przestrzeni lat wydanych zostało wiele aktów prawnych i programów wykonawczych, takich jak w roku 1994 Biała Księga „Energia dla przyszłości – odnawialne źródła energii”, Zielona Księga „O bezpieczeństwie energetycznym” w 2000 r., czy tzw. „Deklaracja z Bonn” z 4 czerwca 2004 r. Zmiany proponowane w powyższych dokumentach przedstawiono jako konieczne „wymogi bezpieczeństwa”, ze względu na zależność gospodarki światowej od ropy naftowej. Zgodnie z założeniami Europejskiej Polityki Energetycznej (przyjętej przez Komisję WE w dniu 10.01.2007 r.), która stanowi ramy do budowy wspólnego rynku energii, głównymi priorytetami są ochrona środowiska i wykorzystanie odnawialnych źródeł

energii , jak również zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii (przez dywersyfikację dróg oraz źródeł)[1]. Konkretnie narzędzia prawne zawarte zostały w pakiecie energetyczno-klimatycznym, uchwalonym w grudniu 2008r., który potocznie nazywany jest „3 x 20”. Podstawowe cele tego projektu zakładają (do 2020 r.) redukcję emisji gazów cieplarnianych o 20 % w stosunku do poziomu z 1990 r., zmniejszenie zużycia energii o 20 % oraz 20% udział energii ze źródeł odnawialnych [2].

Dyrektywy 2001/77/EC oraz 2009/28/WE zaimplementowane przez UE, promujące stosowanie energii odnawialnych, wymagają, aby Polska do 2020 r. wypełniła 15,5 % udział czystej energii w końcowym zużyciu prądu, a następnie 20 % do 2030 r. W dyrektywie z 2009 r. bardzo ważny jest również zapis, zobowiązujący kraje członkowskie do zagwarantowania pewności dla inwestorów oraz mobilizujący do ciągłego rozwijania technologii uzyskiwania energii ze źródeł odnawialnych.[3]

Kolejnym kamieniem milowym w rozwoju OZE było w 2006 r. wejście w życie przepisów ustawy, Prawo energetyczne (Dz. U. Nr 89, 2006 r., poz. 625), dotyczących stworzenia systemu wsparcia dla energetyki odnawialnej. W Europie współistnieją dwa systemy wsparcia:

- system zielonych certyfikatów, tzw. TGCs (tradable green certificates system)
- system cen gwarantowanych, tzw. FITs (feed-in tariff system)

Pierwsze rozwiązanie opiera się na dwóch dokumentach: niezbywalnym świadectwie pochodzenia oraz zbywalnym zielonym certyfikacie. Dyrektywa 2001/77/EC definiuje te dokumenty następująco :

„Świadectwo pochodzenia: Dokument świadczący o pochodzeniu energii uzyskiwanej z odnawialnych źródeł energii (OZE), wydawany przez organ administracji państwowej (lub inny upoważniony podmiot) zgodnie z kryteriami obiektywności, przejrzystości i w sposób pozbawiony dyskryminacji, na wniosek zainteresowanego podmiotu. Świadectwo pochodzenia posiada indywidualny numer, określa źródło, z którego pochodzi energia, czas i miejsce jej wytworzenia, a w odniesieniu do urządzeń hydroenergetycznych również i moc tych urządzeń. Świadectwa pochodzenia są dokumentami niezbywalnymi, tzn. nie mogą być przedmiotem obrotu w oddzieleniu od energii fizycznej, której pochodzenie poświadczają. Świadectwa pochodzenia mogą być przekazywane wraz z energią fizyczną nabywcy, lub mogą pozostawać u wytwórcy. W przypadku, gdy świadectwo pochodzenia pozostaje u wytwórcy, wytwórca zobowiązany jest do wpisania numeru świadectwa pochodzenia na fakturę sprzedaży, celem potwierdzenia pochodzenia energii.” [3]

„Zbywalny zielony certyfikat: Zbywalny, czyli podlegający obrotowi w oddzieleniu od energii fizycznej, instrument emitowany przez podmiot do tego upoważniony (podmiot wykonawczy, emitenta) na podstawie energii wyprodukowanej w OZE. Zielony certyfikat emitowany jest celem wyodrębnienia atrybutu energii z OZE związanego z:

- a) wypełnieniem obowiązku zakupowego,
- b) uzyskaniem ulg podatkowych, od energii fizycznej.

Zbycie i nabycie zielonego certyfikatu jest równoznaczne ze zbyciem lub nabyciem prawa do zaliczenia ilości MWh energii z OZE oznaczonej na certyfikacie w poczet wypełnienia obowiązku zakupowego lub ulgi podatkowej.” [3]

System certyfikatów obowiązuje w Polsce, Wielkiej Brytanii, Szwecji, Rumuni i Włoszech. Świadcstwo pochodzenia (ŚP) jest więc dokumentem, w formie prawa majątkowego, który służy wyłącznie jako udokumentowanie pochodzenia energii ze źródła odnawialnego. Dodatkowy przychód dla producenta generowany jest na podstawie, obrotu rynkowego zielonymi certyfikatami, realizowanego za pośrednictwem Towarowej Giełdy Energii (TGE). Świadcstwa pochodzenia w Polsce wydawane są przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), na wniosek producenta energii elektrycznej, za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, któremu podlega jednostka wytwórcza OZE. W przypadku zielonych certyfikatów, przyznawane są one za fizycznie wytworzoną i zmierzoną ilość energii elektrycznej. Na wsparcie w opisywanym systemie składa się również obowiązek zakupu energii elektrycznej przez przedsiębiorstwo energetyczne, na którego obszarze działania przyłączone zostało źródło energii odnawialnej.[4]



Rysunek 1. Obecny system wsparcia OZE w Polsce i wybranych krajach [5]

Przedsiębiorstwo energetyczne, zajmujące się wytwarzaniem i obrotem energii elektrycznej, które sprzedaje tę energię odbiorcom końcowym (klientom), zobowiązane jest do uzyskania i przekazania do umorzenia odpowiedniej ilości zielonych certyfikatów Prezesowi URE lub wniesienia opłaty zastępczej o wartości określonej w danym roku. Obowiązek ten wynika z art.9 ust. 1 Ustawy – Prawo

energetyczne. Niezbędna ilość świadectw do przekazania, wyliczana jest na podstawie udziału energii z OZE do całkowitej energii dostarczonej do odbiorców końcowych. Zgodnie z rozporządzeniem udział ten wynosi [5]:

- 3,6% - w 2006 r.,
- 5,1% - w 2007 r.,
- 7,0% - w 2008 r.,
- 8,7% - w 2009 r.,
- 10,4% - w 2010 r.,
- 10,4% - w 2011 r.,
- 10,4% - w 2012 r.,
- 12,0% - w 2013 r.,
- 13,0% - w 2014 r.,
- 14,0% - w 2015 r.*,
- 15,0% - w 2016 r.*,
- 16,0% - w 2017 r.*,
- 17,0% - w 2018 r.*,
- 18,0% - w 2019 r.*,
- 19,0% - w 2020 r.*,
- 20,0% - w 2021 r.*.

* Wielkości określone w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowego zakresu obowiązków uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia, uiszczenia opłaty zastępczej, zakupu energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w odnawialnych źródłach energii oraz obowiązku potwierdzania danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnym źródle energii z dnia 19.07.2010 r. (Rozporządzenie weszło w życie z dniem 31.12.2012r.).[6]

Drugi system przyjęto w 18 państwach członkowskich UE, w tym w Niemczech, Holandii, Danii i Francji. Oparty jest na stałych zawyżonych taryfach za energię elektryczną pochodzącą ze źródeł odnawialnych oraz obowiązku jej nabycia (price-based support mechanism). Korzystając z przykładu niemieckiego systemu cen gwarantowanych, operatorzy systemów rozdzielczych mają obowiązek zakupić całą energię odnawialną od wytwórców, a następnie odsprzedają ją operatorom systemów przesyłowych, którzy po określeniu kosztów w proporcji odpowiedniej do zużycia podmiotów przyłączonych do sieci, dalej przenoszą je z powrotem na operatorów sieci rozdzielczej, jednak tym razem pewnym jest, że koszty wspomagania energetyki odnawialnej są ponoszone w równym stopniu przez wszystkich konsumentów energii w całym państwie. [4]

Analizując skuteczność obu systemów wsparcia, obowiązujący w Polsce system promuje technologie najefektywniejsze kosztowo, natomiast niemiecki system cen gwarantowanych zapewnia zróżnicowany technologicznie rozwój OZE (Energy MIX).

Technologia wiatrowa, wyraźnie wyróżnia się na tle innych rodzajów uzyskiwania energii OZE. Jej dynamiczny rozwój zarówno w Europie jak i Polsce zawdzięcza relatywnie szybkiej stopie zwrotu oraz dogodnym warunkom finansowania w porównaniu do innych technologii. W 2007 roku odnotowano 18 % przyrost mocy w energetyce wiatrowej, który okazał się największym spośród wszystkich technologii energetycznych.

3. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce na tle państw Unii Europejskiej

Zgodnie z informacjami podawanymi przez Europejskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (EWEA) ze stycznia br. w 2012 roku moce zainstalowane w elektrowniach wiatrowych wyniosły 11,859 MW, a inwestycje warte były około 12,8 do 17,2 miliarda euro. Z całkowitej ilości zainstalowanej mocy w poprzednim roku tylko 1166 MW pochodziło z morskich farm wiatrowych. Jest to spowodowane wciąż niezwykle drogą technologią budowy tego typu elektrowni. Problematiczne jest również podłączenie takich farm do sieci. Łączna moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w Unii Europejskiej wynosiła na koniec 2012 r. – 106 GW wobec 94 GW na koniec 2011 r. Z pośród państw członkowskich najwięcej nowych elektrowni wiatrowych powstało w Niemczech, 2415 MW z czego 3.3% czyli 80 MW, były to farmy poza lądowe (offshore). Na drugim miejscu znalazła się Hiszpania (22 796 MW), natomiast w Wielka Brytania z 5 miejsca w 2011 roku, zakończyła rok poprzedni na miejscu 3 (8 445 MW), przed Włochami (8 144 MW) i Francją (7 564 MW) (szczegóły Tabela 2). Polska w tym „zielonym wyścigu” zajmuje 11 miejsce, na koniec roku 2012 miała zainstalowane 2 497 MW mocy w energetyce wiatrowej, z czego 880 MW zainstalowano właśnie w tym roku, w stosunku do 436 MW w roku poprzednim. Do roku 2020 przyrost ten powinien utrzymywać się na poziomie nie niższym niż 600 MW rocznie.[6]

Duża atrakcyjność tego sektora ze względu na jakość i relatywnie niskie koszty utrzymania sprzyjają nowym inwestycjom. Należy jednak pamiętać, że Polska charakteryzuje się przeważnie słabymi wiatrami w porównaniu do Niemiec czy Hiszpanii.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki w Polsce działa obecnie 696 instalacji elektrowni wiatrowych o łącznej mocy 2 497 MW. W 2012 roku zakładany próg mocy do osiągnięcia przez Polskę wynosił 2010 MW, więc został przekroczony o 24,2 %. W ciągu ostatnich czterech lat powstało ponad 80 proc. farm wiatrowych, natomiast od 2004 roku odnotowano w Polsce ponad dwudziestokrotny wzrost produkcji energii elektrycznej pochodzącej z tego sektora. Mimo tak dynamicznego wzrostu, produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem wiatru pokrywała w 2012 roku w Polsce zaledwie 2% krajowego zużycia prądu, jednak cały czas udział ten systematycznie wzrasta (Tabela 1). [6]

Inwestycje w elektrownie wiatrowe cieszą się dużym zainteresowaniem inwestorów, tak więc w najbliższych latach oczekiwać można dalszych znaczących wzrostów w tym sektorze. Z analiz przeprowadzonych przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej wynika, że sumaryczna moc w zainstalowanych turbinach wiatrowych osiągnąć może w 2020 roku poziom ok. 13.600 MW.

| Rok | Udział (w %) | GWh/TWh |
|------|--------------|---------------|
| 2004 | 0,10 % | 142,3/144,0 |
| 2005 | 0,09 % | 135,3/145,0 |
| 2006 | 0,26 % | 388,4/149,0 |
| 2007 | 0,32 % | 494,2/154,0 |
| 2008 | 0,51 % | 790,2/154,0 |
| 2009 | 0,69 % | 1029,0/148,7 |
| 2010 | 0,96 % | 1485,0/155,0 |
| 2011 | 1,98 % | 3126,5/160,0 |
| 2012 | 2 % | 3 825,2/160,0 |

Tabela 1. Udział generacji wiatrowej w krajowym zużyciu energii elektrycznej.
źródło: [<http://www.elektrownie-wiatrowe.org.pl>, 10 lutego 2013r.]

| | Installed 2011 | End 2011 | Installed 2012 | End 2012 |
|-------------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|
| EU Capacity (MW) | | | | |
| Austria | 73 | 1084 | 296 | 1,378 |
| Belgium | 191 | 1,078 | 297 | 1,375 |
| Bulgaria | 28 | 516 | 168 | 684 |
| Cyprus | 52 | 134 | 13 | 147 |
| Czech Republic | 2 | 217 | 44 | 260 |
| Denmark | 211 | 3,956 | 217 | 4,162 |
| Estonia | 35 | 184 | 86 | 269 |
| Finland | 2 | 199 | 89 | 288 |
| France | 830 | 6,807 | 757 | 7,564 |
| Germany | 2,100 | 29,071 | 2,415 | 31,308 |
| Greece | 316 | 1,634 | 117 | 1,749 |
| Hungary | 34 | 329 | 0 | 329 |
| Ireland | 208 | 1,614 | 125 | 1,738 |
| Italy | 1,090 | 6,878 | 1,273 | 8,144 |
| Latvia | 17 | 48 | 21 | 68 |
| Lithuania* | 16 | 179 | 46 | 225 |
| Luxembourg* | 1 | 45 | 0 | 45 |
| Malta | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Netherlands | 59 | 2,272 | 119 | 2,391 |
| Poland | 436 | 1,616 | 880 | 2,497 |
| Portugal | 341 | 4,379 | 145 | 4,525 |
| Romania | 520 | 982 | 923 | 1,905 |
| Slovakia | 0 | 3 | 0 | 3 |
| Slovenia | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Spain | 1,050 | 21,674 | 1,122 | 22,796 |
| Sweden | 754 | 2,899 | 846 | 3,745 |
| United Kingdom | 1,298 | 6,556 | 1,897 | 8,445 |
| Total EU-27 | 9,664 | 94,352 | 11,895 | 106,040 |
| Total EU-15 | 8,524 | 90,145 | 9,714 | 99,652 |
| Total EU-12 | 1,140 | 4,207 | 2,181 | 6,388 |

| | Installed 2011 | End 2011 | Installed 2012 | End 2012 |
|---------------------------------|----------------|---------------|----------------|----------------|
| Candidate Countries (MW) | | | | |
| Croatia | 52 | 131 | 48 | 180 |
| FYROM** | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Serbia | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Turkey | 477 | 1,806 | 506 | 2,312 |
| Total | 529 | 1,937 | 554 | 2,492 |
| EFTA (MW) | | | | |
| Iceland | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Liechtenstein | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Norway | 99 | 537 | 166 | 703 |
| Switzerland | 3 | 46 | 4 | 50 |
| Total | 88 | 583 | 170 | 753 |
| Other (MW) | | | | |
| Faroe Islands* | 0 | 4 | 0 | 4 |
| Ukraine | 66 | 151 | 125 | 276 |
| Russia* | 0 | 15 | 0 | 15 |
| Total | 66 | 171 | 125 | 296 |
| Total Europe | 10,361 | 97,043 | 12,744 | 109,581 |

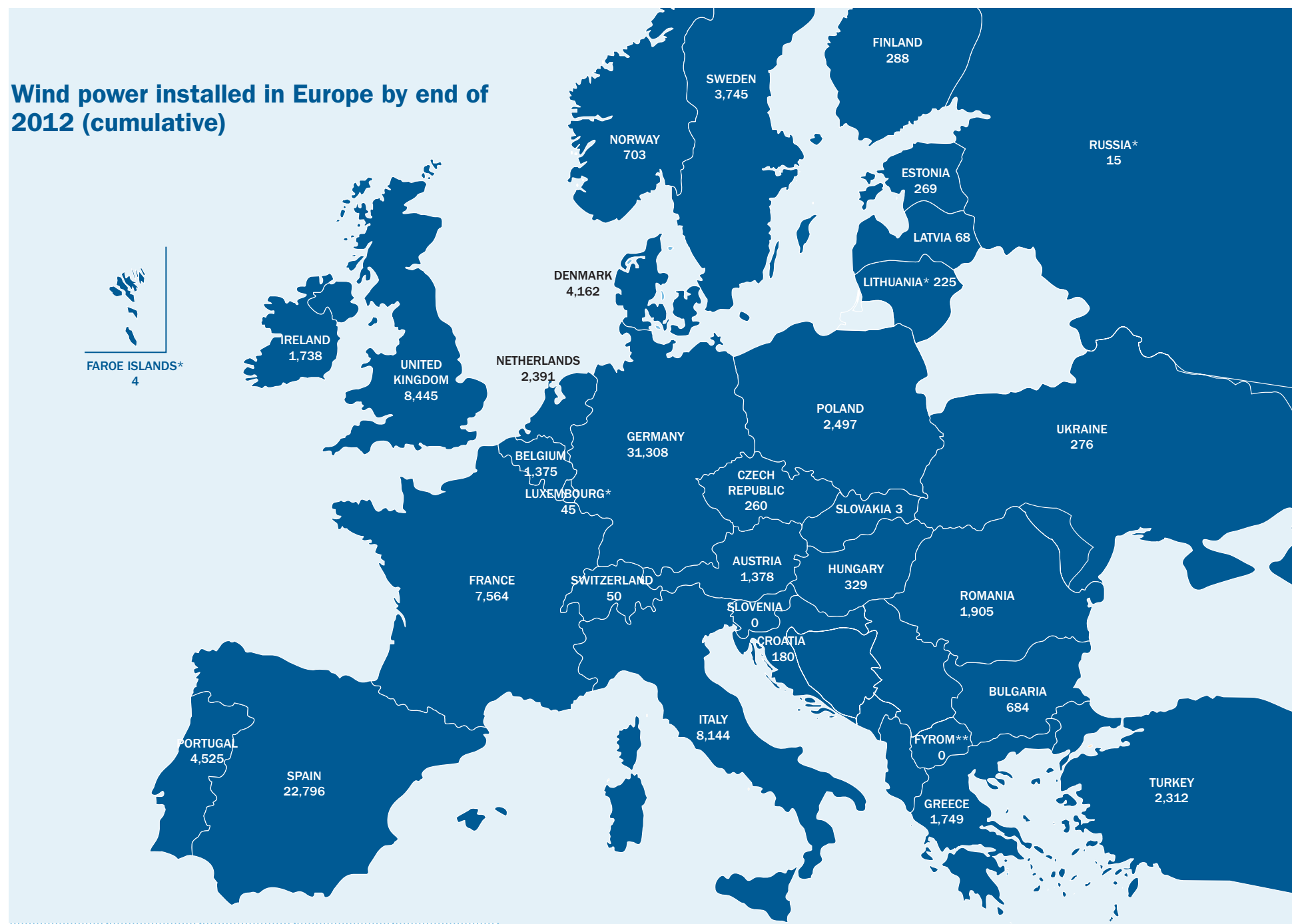
* Provisional data or estimate.

** Former Yugoslav Republic of Macedonia

Note: due to previous year adjustments, 207 MW of project de-commissioning, re-powering and rounding of figures, the total 2012 end-of-year cumulative capacity is not exactly equivalent to the sum of the 2011 end-of-year total plus the 2012 additions.

Tabela 2. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej w państwach członkowskich UE [7]

Wind power installed in Europe by end of 2012 (cumulative)



Rysunek 2. Energetyka wiatrowa w Europie – raport za rok 2012 (dane wyrażone w MW) [7]

4. Elektrownia wiatrowa krok po kroku [10]

Dobrze zaplanowana inwestycja to gwarancja wysokich zysków. Gwarantem sukcesu są najlepsze rozwiązania i najwyższa jakość. Ponieważ dynamika rozwoju tego sektora jest wciąż bardzo wysoka, jakość usług świadczonych na tym rynku również stale rośnie. W Polsce zainstalowano już ponad 2497 MW a zainteresowanie potencjalnych inwestorów nie maleje.

W każdym przedsięwzięciu niezależnie od dziedziny, najważniejszy jest biznesplan i harmonogram rzeczowy. Każde działanie musi zostać skrupulatnie zaplanowane, przemyślane i wycenione. W takim razie pierwszym krokiem zawsze będzie oszacowanie kosztów inwestycji, w formie zbiorczego harmonogramu zadań wraz z kosztem ich realizacji. Przy obliczaniu kosztów, ważne jest, aby wziąć pod uwagę jaki kredyt możemy pozyskać i oszacować jakich spodziewamy się przychodów, aby inwestycja była rentowna.

4.1 Wybór lokalizacji.

Kolejnym etapem jest wybór lokalizacji. Jest to najbardziej złożony etap całego przedsięwzięcia. Kluczem do sukcesu jest trafne określenie warunków wietrzności w danej lokalizacji oraz aspektów środowiskowych. Według najnowszych trendów w sektorze energetyki wiatrowej, nie należy się kierować ogólną oceną wietrzności dla regionu, lecz skupić się na charakterystyce wietrzności dla mikro lokalizacji, przez przeprowadzenie odpowiednich pomiarów w terenie. Obecnie odchodzi się również od budowania paru elektrowni o mniejszej mocy, w danej lokalizacji na rzecz jednej większej turbiny. Do powyższych zagadnień doliczyć należy również analizę możliwości przyłączenia elektrowni do sieci energetycznej, a także tak podstawowe czynności jak zakup lub dzierżawa gruntu. Biorąc pod uwagę wszystkie te elementy etap ten może trwać nawet ponad rok czasu. Najdłużej oczywiście trwa analiza wietrzności dla wybranej lokalizacji, w trakcie której dokonujemy doboru turbiny oraz sporządzamy raport oddziaływania na środowisko. Różne rodzaje urządzeń, inaczej oddziałują na otoczenie, dlatego konieczne jest uzyskanie odpowiednich danych od producenta.

4.2 Pomiar wietrzności.

Podstawą do oszacowania produktywności planowanych turbin wiatrowych są wyniki pomiarów prędkości i kierunku wiatru w potencjalnej lokalizacji inwestycji. Obecnie do dodatkowych czynników decydujących o końcowej wydajności elektrowni wiatrowych, zalicza się również zmiany temperatur, ciśnienia, wilgotności i gęstości powietrza w skali roku. Wszystkie te elementy mają wpływ na dokładność oszacowania produktywności i błędy popełnione przy mierzeniu mogą doprowadzić do poważnego zakłamania rezultatów końcowych.

Tego typu pomiary wymagają oczywiście wstępnego zdefiniowania szorstkości terenu oraz jego ukształtowania, a także lokalnych warunków klimatycznych. Po tak przeprowadzonym badaniu, które powinno trwać nie krócej niż jeden rok, inwestor jest w stanie w miarę dokładnie określić opłacalność oraz czas zwrotu inwestycji,

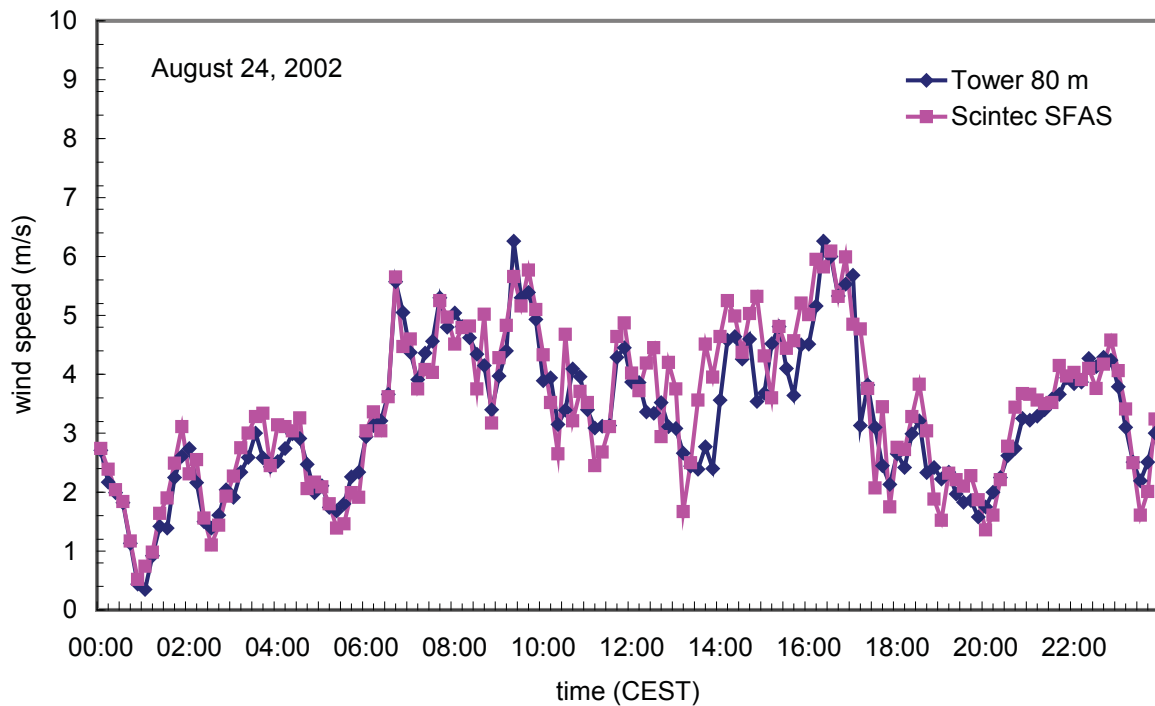
jednak najdokładniejszy model wietrzności, można stworzyć bazując jedynie na wieloletnich badaniach.

Obecnie do pomiaru warunków wiatrowych stosuje się przede wszystkim maszty pomiarowe, których wysokość sięga dolnych oraz środkowych zakresów pracy wirnika przyszłej elektrowni. Na podstawie danych uzyskanych z pomiarów, wylicza się wartości prędkości wiatru na pozostałych poziomach, więc dane o prędkości wiatru w całym zakresie pracy wirnika są częściowo danymi obliczonymi. Ze względów ekonomicznych buduje się coraz większe elektrownie, których charakterystyka pracy jest znacznie lepsza od ich mniejszych pierwowzorów. Niestety wiąże się to również ze zwiększonymi kosztami budowy masztów pomiarowych, które sięgają nawet 140 m. Ponadto maszt pomiarowy wymaga także uzyskania pozwolenia na budowę, czyli procedury administracyjnej, która może trwać nawet kilka miesięcy. Dlatego od paru lat obserwuje się wzrost wykorzystania teledetekcyjnych metod pomiaru wiatru, takich jak Sodar czy Lidar. Sodar (ang. Sound Detection and Ranging) wyznacza parametry wiatru na podstawie analizy dopplerowskiego przesunięcia częstości emitowanego impulsu fali akustycznej powodowanego ruchem cząsteczek chmurowych lub niejednorodności atmosfery. [8]

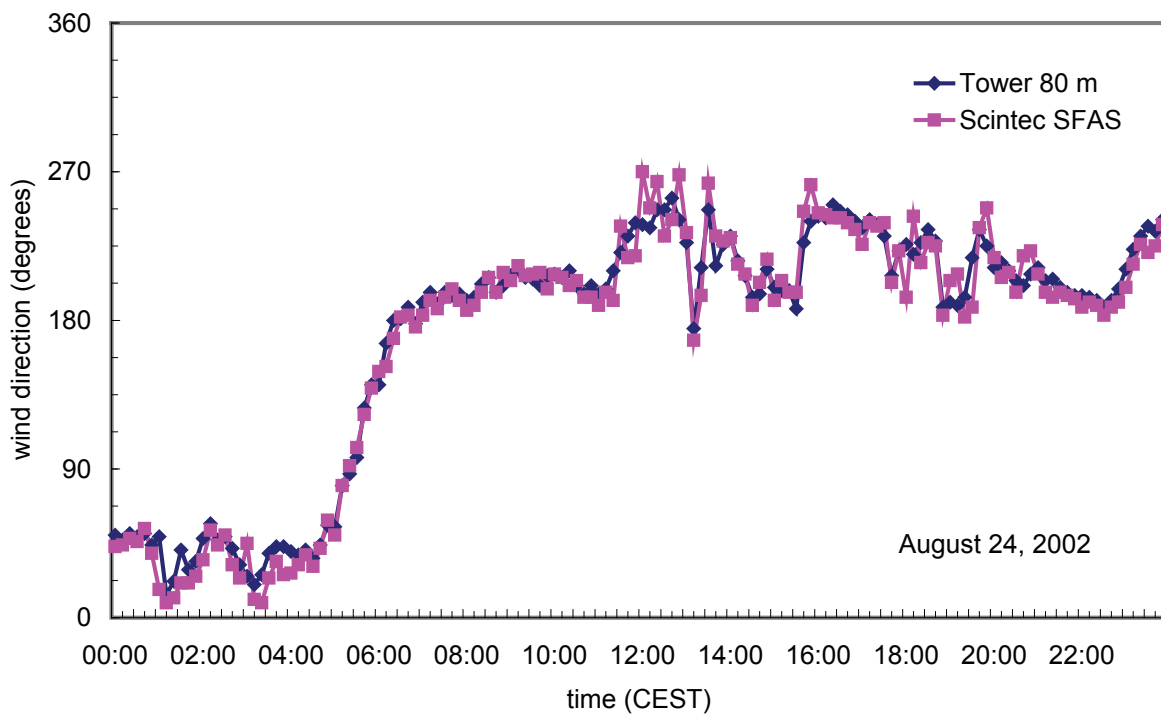
Mniej znanym urządzeniem jest Lidar (Light Detection And Ranging), który wykorzystuje analizę impulsów światła do pomiaru parametrów wiatru.

Bazując na wynikach pomiarów urządzenia typu Sodar pochodzącej od polskiego dystrybutora w4e o nazwie WindCollector 2, korelacja danych pochodzących z tego urządzenia i masztu pomiarowego sięga 0,98 dla wszystkich wysokości pomiarowych. Jest to potwierdzeniem niezwykle wysokiej dokładności tego urządzenia zarówno w przypadku wartości prędkości jak i kierunku wiatru. Wykresy przedstawiające zestawienie danych zaprezentowano na Wykresie 1 oraz Wykresie 2. Wyniki uzyskiwane z urządzeń typu Lidar również posiadają różnice w stosunku do pomiarów uzyskanych z masztów, rzędu 1%.

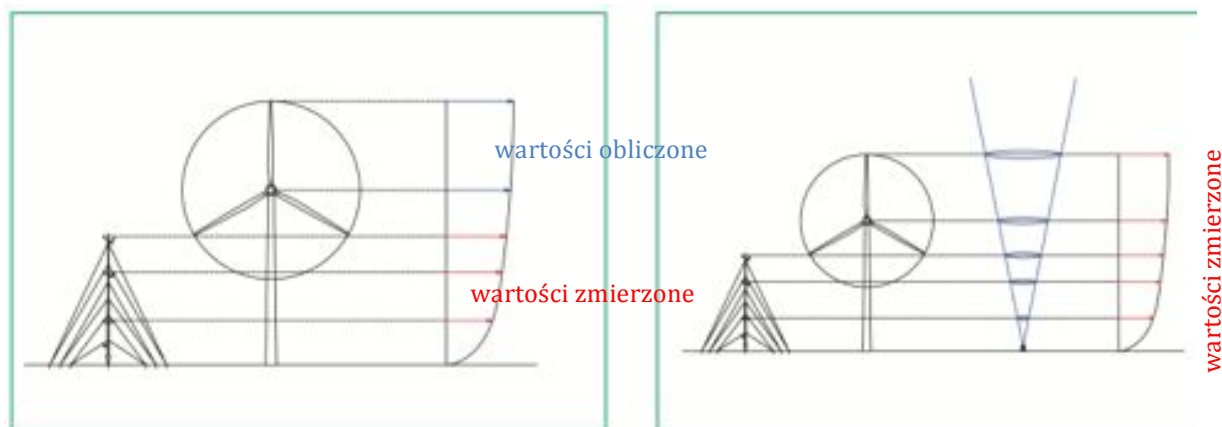
Oczywiście nie można traktować metody pomiaru przy użyciu masztów oraz metod teledetekcyjnych jako konkurencyjnych, a wręcz przeciwnie jako technologiczną symbiozę, która pozwoliłaby na uzyskanie znacznie dokładniejszych pomiarów przy wyraźnym ograniczeniu kosztów przeprowadzonych badań. Należy pamiętać że wykorzystanie Sodar lub Lidaru nie wymaga uzyskania pozwoleń administracyjnych i daje możliwość pomiaru parametrów wiatru w całym zakresie pracy rotora przyszłej elektrowni wiatrowej (Rysunek 3). Dodatkowo duża mobilność tych urządzeń pozwala na przeprowadzenie badań w różnych częściach planowanej farmy, możliwe jest również rozpoczęcie pomiarów przed uzyskaniem pozwolenia na budowę masztów pomiarowych, a do tego zarówno Lidar, Sodar jak i maszty korzystają z tych samych formatów danych więc obróbkę danych można przeprowadzać w tym samym oprogramowaniu.



Wykres 1. Porównanie wyników prędkości wiatru od czasu z Sodarą i masztu pomiarowego



Wykres 2. Porównanie wyników kierunku i wiatru od czasu z Sodarą i masztu pomiarowego



Rysunek 3. Możliwości pomiarowe Sodar i Lidaru w porównaniu do masztu pomiarowego.

4.3 Elektrownie wiatrowe a obszary objęte programem NATURA 2000

Następnie należy uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji oraz decyzji lokalizacyjnej, na podstawie wypisu z Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego gminy lub informacji warunkach zabudowy. Teoretycznie energia wiatrowa nie stanowi zagrożenia dla dzikiej przyrody, jednak źle zaprojektowane lub błędnie zlokalizowane farmy wiatrowe mogą mieć negatywny wpływ na niektóre gatunki zwierząt i ich siedliska. W celu uniknięcia takich sytuacji Unia Europejska opublikowała wytyczne dotyczące rozwoju energetyki wiatrowej na chronionych obszarach naturalnych, które odnoszą się do sieci Natura 2000. Natura 2000 to pokrywająca całą UE sieć ekologiczna, która obejmuje niemal 26 tys. siedlisk na terenie 27 państw członkowskich. Sieć oprócz rezerwatów przyrody obejmuje również obszary należące do właścicieli prywatnych, dlatego ważne jest zagwarantowanie zrównoważonego rozwoju, tych terenów, zarówno pod względem ekonomicznym jak i ekologicznym. Założeniem wspomnianych wytycznych jest uniknięcie konfliktu między rozwojem energetyki wiatrowej a zachowaniem różnorodności biologicznej na obszarach objętych programem Natura 2000. Opublikowane wytyczne zawierają przykłady najlepszych praktyk i zaleceń w jaki sposób unikać potencjalnych szkód wyrządzanych środowisku naturalnemu podczas realizacji projektów energetyki wiatrowej. Bardzo ważne jest, aby mieć na uwadze, że w przypadku przedsięwzięcia, które może mieć wpływ na obszar Natura 2000, odpowiednie organy muszą wydać zgodę po ocenie ewentualnych skutków inwestycji. W wyjątkowych okolicznościach istnieje możliwość kontynuowania przedsięwzięcia, pomimo negatywnej oceny, jeżeli projekt został określony jako nadrzędny interes publiczny lub brak jest rozwiązań alternatywnych. Szczegółowe informacje na temat wytycznych zawarte zostały w opracowaniu przygotowanym przez Komisję Europejską w EU Guidance on wind energy development in accordance with the EU nature legislation („Szczegółowe wytyczne dla farm wiatrowych w obszarach Natura 2000”).

4.4 Współpraca elektrowni wiatrowej z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym (KSE) [9]

Kolejny etap to złożenie wniosku do Operatora o wydanie warunków przyłączenia do sieci. Informacje na temat stanu sieci są jawne, więc można je uzyskać na etapie wyboru lokalizacji. Elektrownie wiatrowe o mocach nie przekraczających 2MW, przyłącza się do sieci średniego napięcia – SN. W przypadku dużych farm wiatrowych o mocach 30 MW i więcej, do wysokiego napięcia – WN.

Przy składaniu wniosku konieczne jest uiszczenie kaucji na poczet opłaty przyłączeniowej, która wynosi 30 zł za każdy kW mocy. Wobec tego, w przypadku elektrowni wiatrowej o mocy 2 MW kaucja ta wyniesie 60 000 zł.

Ponadto należy dostarczyć odpowiednie informacje o typie i parametrach technicznych turbiny. Informacja na temat decyzji odnośnie przyłączenia do sieci zostaje podana przy okazji wydania warunków przyłączenia.

Zanim jednak operator wyda warunki, dokonuje analizy na podstawie informacji zawartych we wniosku i załącznikach, której podlegają następujące elementy:

a) Umieszczenie elektrowni wiatrowej w systemie elektroenergetycznym

Zazwyczaj lokalizacje farm wiatrowych charakteryzują się niskim zaludnieniem, a w konsekwencji słabo rozwiniętą infrastrukturą energetyczną. W przypadku podłączenia takich elektrowni do sieci średniego napięcia, mają one duży wpływ na jakość prądu u odbiorcy końcowego, niż w przypadku podłączenia do sieci wysokiego napięcia.

Możliwości przyłączenia obiektów produkcyjnych są następujące:

- Przyłączenie do przesyłowej sieci SN, zasilającej również odbiorców końcowych
- Przyłączenie do szyn SN w stacji Głównego Punktu Zasilania– metoda stosowana w przypadku słabych sieci, jednak elektrownia ma bardzo duży wpływ na jakość energii elektrycznej
- Przyłączenie do szyn WN w stacji GPZ poprzez wydzieloną linię i WN/SN – metoda stosowana w przypadku podłączenia kilku elektrowni wiatrowych do zbyt małego GPZ. Jest to rozwiązanie bardzo drogie ze względu na konieczność zakupu transformatora WN/SN oraz osprzętu
- Przyłączenie farmy wiatrowej do linii WN poprzez jej własny transformator WN/SN- metoda stosowana, gdy farma zlokalizowana jest blisko sieci WN. Transformator farmy montuje się w niedużej odległości od linii WN i sprzega się go z nią za pomocą kabli.
- Przyłączenie farmy wiatrowej do systemu elektroenergetycznego za pomocą łącza prądu stałego AC/DC – metoda wykorzystywana do podłączania morskich farm wiatrowych.

b) Wahania amplitudy i częstotliwości napięcia

Powodem wahań amplitudy lub częstotliwości napięcia są zmiany prędkości wiatru. Jakość wykonania, a także poziom zużycia elektrowni wiatrowej również może mieć podobny efekt. Częste włączanie i wyłączanie elektrowni też powoduje zmiany napięcia, w ciągu 1 godziny zjawisko to może nastąpić kilka razy.

- c) Efekt migotania światła
Jest to efekt widoczny u odbiorcy końcowego, który spowodowany jest wahaniami napięcia. Zagadnienie zostało unormowane w PN-EN 61000-21:2004 i wyrażone jest współczynnikiem uciążliwości migotania w punkcie przyłączenia elektrowni do systemu, który oblicza się dla:
- Pracy ciągłej
 - Operacji łączeniowej przy startowej prędkości wiatru
 - Operacji łączeniowej przy znamionowej prędkości wiatru
- d) Prądy zwarciove i układy zabezpieczeń
Przyłączenie turbiny wiatrowej do systemu powoduje podwyższenie prądu zwarciovego i zmienia jego charakter, ponieważ większość stosowanych elektrowni wiatrowych pracuje na generatorach asynchronicznych.
- e) Stabilność systemu
Przyłączenie elektrowni wiatrowej ma również wpływ na stabilność systemu. Wykorzystywane generatory asynchroniczne ze względu na zwiększenie poboru mocy przy spadku napięć, zmniejszają zapas stabilności napięciowej w węzłach sieci, do których są podłączone. W skrajnych przypadkach po podłączeniu farm wiatrowych może to prowadzić do destabilizacji pracy systemu.
- f) Straty mocy czynnej w sieciach z elektrowniami wiatrowymi
Na zwiększenie lub zmniejszenie strat mocy mają wpływ takie czynniki jak konfiguracja sieci, rozkład obciążeń czy wartość mocy wprowadzonej przez elektrownię do systemu.
- g) harmoniczne napięć i prądów
- h) samowzbudzenie elektrowni wiatrowej z generatorem asynchronicznym

W przypadku pozytywnej odpowiedzi, przysłany zostaje wzór umowy, którą należy podpisać z operatorem.

4.5 Pozostałe czynności przy realizacji inwestycji elektrowni wiatrowej

Na tym etapie należy skontaktować się z producentem, bądź upoważnionym przedstawicielem i ustalić kwestie odnośnie odwiertów geologicznych, projektem, transportem oraz wykonaniem zlecenia. Wszystkie dokumenty powinny być kontrolowane przez producenta w celu uniknięcia pomyłek. Należy zapewnić jak najwyższą jakość dokumentacji oraz zwrócić szczególną uwagę na doświadczenie projektantów.

Uzyskanie pozwolenia na budowę jest ostatnim etapem części administracyjnej, więc kolejnym krokiem jest zamówienie turbiny wiatrowej od producenta oraz realizacja zadań takich jak: budowa dróg, placów manewrowych, położenie kabli i montaż transformatorów. Za część transportową odpowiadają wyspecjalizowane firmy, więc ostatnim elementem jest montaż turbiny pod nadzorem producenta.

Ostatni krok to uruchomienie elektrowni, od tego momentu najważniejsze zadania to rozliczenia sprzedaży energii, ubezpieczeń, podatków, opłat, serwisów oraz kredytów.

Inwestycje tego typu wymagają bardzo dużego zaangażowania, jednak przy rosnących cenach energii opłacalność takich projektów będzie coraz większa.

W przypadku ubiegania się o kredyt najważniejszymi dokumentami są pozwolenie na budowę oraz umowa z operatorem energetycznym. Aby przekonać bank do udzielenia pożyczki, należy przedłożyć skrupulatnie przygotowany biznesplan oraz projekt. Zazwyczaj wymagany wkład własny waha się w granicach 20% wartości inwestycji, chociaż wyjątki się zdarzają, jednak dotyczą dużych i stałych klientów. Dotacje unijne mogą się okazać bardzo pomocne, jednak prawidłowo zaprojektowana inwestycja powinna być opłacalna ekonomicznie i być od nich niezależna.

Podsumowując, należy zwrócić uwagę na wysokie koszty, które w przypadku elektrowni o mocy 2MW mogą wynieść ponad 10 mln zł, jednak na pewno nie należy oszczędzać na jakości. Gwarancją sukcesu jest zmniejszanie ryzyka i korzystanie z najlepszych rozwiązań i najbardziej doświadczonych firm w branży. [9]

Bibliografia:

1. „Europejska polityka energetyczna” Komunikat komisji do Rady Europejskiej i Parlamentu Europejskiego, Bruksela, dnia 10.1.2007 KOM(2007) 1 wersja ostateczna.
2. „Analiza możliwości rozwoju produkcji urządzeń dla energetyki odnawialnej w Polsce dla potrzeb krajowych i eksportu”, Instytut Energetyki Odnawialnej, Warszawa, listopad 2010
3. „Analiza techniczna, prawna i ekonomiczna wprowadzenia zielonych certyfikatów jako mechanizmu wspierania odnawialnych źródeł energii zgodnie z wymogami Dyrektywy 2001/77/EC”, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A, Warszawa, grudzień 2004
4. „Systemy wsparcia certyfikatami odnawialnych źródeł energii w Polsce”, Michał Ćwil, Polska Izba Gospodarcza Energii Odnawialnej, październik 2011
5. „Wsparcie Odnawialnych Źródeł Energii”, Robert Niewadzik, Szczecin, 2012
6. „Energetyka wiatrowa w Polsce”, URE, 2012
7. „Wind in power – 2012 European statistics”, EWEA, styczeń 2013
8. „Polska premiera SODARA WindCollector 2”, Piotr Grzymiski, <http://skne.p.lodz.pl> dostęp dnia 10.02.2013
9. „Współpraca elektrowni wiatrowej z Krajowym Systemem Elektroenergetycznym”, GLOBEnergia, Maciej Duraczyński, 3/2010
10. „Elektrownia wiatrowa krok po kroku”, Piotr Rudyszyn w4e CEW, 2/2011
11. „Rozwój krajowej energetyki wiatrowej w trzech aktach.”, Barzyk G., Czysta Energia, kwiecień 2010