

Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)

Robert Zajdler

T W O R Z Y M Y I D E E D L A P O L S K I





Instytut Sobieskiego
ul. Nowy Świat 27
00-029 Warszawa
tel./fax: 22 826 67 47

sobieski@sobieski.org.pl

www.sobieski.org.pl

Regulacje prawa krajowego
dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe
(wybrane aspekty)

©Copyright by Instytut Sobieskiego 2012
Nakład: 300 egz.

ISBN 978-83-927691-7-0

Opracowanie redakcyjne: Robert Zajdler
Korekta: Mateusz Kędziński
Projekt: Piotr Perzyna
Okładka: Piotr Perzyna, ALC Marketing & Media Projects

Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)

Robert Zajdler

Stan prawny na dzień 30 lipca 2012 r.

Spis treści

Wykaz skrótów	6
Wnioski i rekomendacje	7
Wykaz skrótów prawnych	13
Wstęp	17
1. Miejsce sektora energetyki wiatrowej w energetyce	19
2. Dokumenty strategiczne	25
REGULACJE W ZAKRESIE ENERGETYKI	35
3. Ustawa Prawo Energetyczne	35
4. Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii	49
REGULACJE W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA	63
5. Ustawa prawo ochrony środowiska	63
5.1. Ochrony powierzchni ziemi	66
5.2. Ochrona przed hałasem	66
5.3. Ochrona przed polami elektromagnetycznymi	69
5.4. Ochrona roślin i zwierząt	71
6. Ustawa o ochronie przyrody	73
7. Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych	83
8. Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie	85
REGULACJE W ZAKRESIE PODATKOWYM	97
9. Regulacje w zakresie podatkowym	97
REGULACJE W ZAKRESIE PLANOWANIA I INFRASTRUKTURY	117
10. Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym	117
11. Ustawa o gospodarce nieruchomościami	121
12. Ustawa prawo budowlane	123
13. Ustawa o drogach publicznych	125
14. Ustawa prawo lotnicze	127
15. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej	129
16. Etapy procesu inwestycyjnego farmy wiatrowej	137
REGULACJE W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA I OCHRONY PAŃSTWA	149
17. Regulacje w zakresie bezpieczeństwa i ochrony państwa	149
O autorze	153

Indeks skrótów

GDOŚ	Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska
JST	Jednostka Samorządu Terytorialnego
OSD	Operator Systemu Dystrybucyjnego
OSP	Operator Systemu Przesyłowego
PREZES URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
PREZES ULC	Prezes Urzędu Lotnictwa Cywilnego
PSEW	Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej
RDOŚ	Regionalny Dyrektor Ochrony Środowiska

Wnioski i rekomendacje

W światowym rankingu Polska zajęła 10. miejsce pod względem atrakcyjności inwestycji w energetykę wiatrową¹. Tak wysoka pozycja wynika m.in. z bardzo dobrych warunków naturalnych szczególnie w niektórych regionach kraju, ale również z rozwoju technologicznego umożliwiającego lokalizację inwestycji w obszarach o stosunkowo gorszych warunkach naturalnych. Te uwarunkowania sprawiają, iż możliwy jest wzrost mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, a tym samym znaczenie tej technologii wytwarzania będzie rosło.

Uwarunkowania naturalne oraz aktywność inwestycyjna w tym sektorze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce znalazły odzworowanie w szeregu polityk i dokumentów rządowych. Zauważono znaczenie energetyki wiatrowej dla realizacji celów wynikających z tych polityk. Tytułem przykładu, w *Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.* zakłada się, iż w 2030 r. 8,2% udziału, tj. ok. 18 TWh w strukturze wytwarzania energii elektrycznej stanowić będzie energia elektryczna wytworzona w źródłach wiatrowych². Zgodnie z zapisami *Polityki klimatycznej* przyjętej przez Polskę, uznaje się energetykę wiatrową za jedną z najbardziej perspektywicznych technologii z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu. Autorzy *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* zakładając m.in. poprawę efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw energii, dywersyfikację struktury wytwarzania energii elektrycznej, rozwój odnawialnych źródeł energii, ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko, zauważają pośrednio lub bezpośrednio znaczenie energetyki wiatrowej w realizacji tych celów.

Obecnie obowiązujące regulacje prawne powodują szereg trudności w rozwoju odnawialnych źródeł energii w Polsce, w tym również energetyki wiatrowej. Odnosząc się do regulacji energetyki, główne problemy dotyczą zasad przyłączania do sieci, stabilności systemu wsparcia, czy też dostępu do informacji o funkcjonowaniu sieci. Możliwa jest odmowa wydania warunków przyłączenia z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków. Nie ma jednak legalnej definicji braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia źródeł do sieci. Przepisy nie zapewniają wystarczającej przejrzystości tych procedur. Kontrola w tym zakresie ze strony Prezesa URE wydaje się być niewystarczająca.

System wsparcia powinien gwarantować stabilność inwestycji oraz promować rozwiązania najbardziej zaawansowane technologicznie. Dotychczasowe doświadczenia z funkcjonowaniem systemu wsparcia prowadzić mogą do wniosku, iż potrzebne jest zapewnienie większej jego przewidywalności i prostoty. Dodatkowo, palącym, a nierozwiązanym problemem jest brak weryfikacji, czy wsparcie udzielane jest na nowoczesne i innowacyjne technologie, czy też na przestarzałą infrastrukturę przywożoną z innych państw i instalowaną w Polsce. Obecnie w kraju realizuje się stosunkowo dużo projektów opartych na używanym sprzęcie sprowadzonym z zagranicy (najczęściej z Niemiec i Danii), który nie ma nic wspólnego z nowoczesną energetyką wiatrową, gdyż są to, w przypadku energetyki wiatrowej, turbiny o niskiej mocy znamionowej, częściowo wyeksploatowane, których opłacalność sprowadzenia do Polski wynika z faktu, iż inne państwa członkowskie Unii Europejskiej promują w ramach tzw. *repoweringu* wymianę infrastruktury na coraz nowocześniejszą, a system wsparcia operacyjnego w Polsce nie weryfikuje w wystarczającym stopniu jakości sprowadzanych i wspieranych przez państwo technologii. Dobrym kierunkiem spojrzenia na tę kwestię może być kwalifikowalność wydatków w ramach programów wsparcia inwestycyjnego, które umożliwiają takie wsparcie wyłącznie dla nowoczesnych technologii. Ten sposób podejścia powinien być również uwzględnionych w systemach wsparcia operacyjnego.

Ochrona informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych są przesłankami umożliwiającymi odmowę przekazania informacji o funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznej przez właściwe przedsiębiorstwa. Brak jest przesłanek w sposób szczegółowy oceniających zasadność wprowadzania tych ograniczeń. Prawo UE nakazuje zapewnienie transparentności i przejrzystości w dostępie do informacji o funkcjonowaniu sieci. Stanowi to element rozwoju rynku konkurencyjnego oraz praktyczny wyraz realizacji zadań w ogólnym interesie gospodarczym przez przedsiębiorstwa sieciowe.

Regulacje ochrony środowiska są często podnoszonym argumentem przeciwko inwestycjom w farmy wiatrowe. Główne argumenty przeciwników farm wiatrowych dotyczą braku kontroli nad oceną oddziaływania tych technologii na środowisko, życie i zdrowie ludzi. **Prawo ochrony środowiska reguluje natomiast kompleksowo środowiskowe aspekty funkcjonowania farm wiatrowych.** Ten model oceny oddziaływania farm wiatrowych na środowisko niczym nie różni się od oceny innych przedsięwzięć, jak np. elektrownie konwencjonalne. Szczegółowe regulacje dotyczą ochrony powierzchni ziemi, ochrony przed hałasem, ochrony przed oddziaływaniem pola elektromagnetycznego, ochrony roślin i zwierząt, czy też ochrony gleby. Realizacja tych obowiązków podlega kontroli właściwych służb ochrony środowiska.

Tytułem przykładu, regulacja w zakresie ochrony przed hałasem wyznacza poziomy hałasu, jakie mogą być emitowane na terenach zabudowy mieszkaniowej, terenach podlegających szczególnej ochronie, zarówno w porze dziennej jak i w nocy. **Dopuszczalne poziomy hałasu wyznaczone przez te przepisy określają *de facto* minimalną odległość, w jakiej mogą być usytuowane farmy wiatrowe**, uzależnione od specyficznych uwarunkowań danej lokalizacji, w tym w zależności np. od minimalnego poziomu dopuszczalnego natężenia dźwięku. **Inny sposób uregulowania tej kwestii, poprzez np. wprowadzenie sztywnych odległości inwestycji od zabudowań niezależnie od konkretnych uwarunkowań lokalnych może być postrzegany jako wynikający z przesłanek innych, niż środowiskowe.** Podobnie, regulacja w zakresie ochrony przed działaniem pola elektromagnetycznego oparta jest na wprowadzeniu maksymalnych poziomów natężenia pola elektrycznego i magnetycznego uzależnionych od przeznaczenia terenu. Dokonywana każdorazowo analiza natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, mierzonego na określonej wysokości nad powierzchnią ziemi określa dopuszczalne poziomy natężenia.

Regulacje ochrony środowiska wprowadzają również szereg ograniczeń w zakresie lokalizowania tego rodzaju inwestycji na obszarach przyrodniczo chronionych. Ograniczenia te służą ochronie tych obszarów, w szczególności ochronie gatunkowej roślin i zwierząt. Wymuszają one na inwestorze dostosowanie lokalizacji farmy wiatrowej, jej wielkości, planowanej mocy do szczególnych uwarunkowań danego terenu. Podstawą takiej oceny jest szczegółowa procedura oceny oddziaływania danej inwestycji na środowisko naturalne. **Ocena oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko jest instrumentem prawnym umożliwiającym kompleksową ocenę inwestycji w farmę wiatrową.** W wyniku takiej oceny identyfikowane są konkretne oddziaływania planowanego przedsięwzięcia oraz wskazywane są sposoby zapobiegania, ograniczania lub minimalizowania oraz kompensacji skutków realizacji planowanej inwestycji na środowisko naturalne. W trakcie przeprowadzania oceny, poza wariantem planowanym do realizacji, analizowane są również inne rozwiązania realizacji planowanego przedsięwzięcia, w tym wariant najkorzystniejszy dla środowiska.

Farmy wiatrowe zlokalizowane na polskich obszarach morskich oraz te o mocy powyżej 100 MW zlokalizowane na lądzie zawsze będą podlegały obowiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko, zaś takie, które zostały posadowione w granicach obszarów chronionych oraz takie, których całkowita wysokość wyniesie przynajmniej 30 m, będą wymagały dokonania takiej oceny w drodze decyzji właściwego organu. Jednakże również te przedsięwzięcia, które nie przekroczą powyższych progów (np. turbiny wiatrowe niższe niż 30 m) mogą zostać poddane obo-

wiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko w drodze decyzji właściwego organu. Stanowi to poziom kontroli administracyjnej dostosowany do oddziaływania konkretnej inwestycji na środowisko.

W ramach oceny oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko naturalne właściwy organ określa, analizuje oraz ocenia m.in.: bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, dobra materialne, zabytki, wzajemne oddziaływanie między wyżej wymienionymi elementami, jak również możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz określa się wymagany zakres monitoringu. Potwierdza to kompleksowość dokonywanej oceny oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko.

Przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji organ właściwy do jej wydania zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadzana jest ocena oddziaływania planowanej inwestycji na środowisko. Prawo wniesienia odwołania od decyzji wydanej w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa służy organizacji ekologicznej nawet, jeżeli nie brała ona udziału w tym postępowaniu przed organem pierwszej instancji, o ile jest to uzasadnione celami statutowymi tej organizacji. Stanowi to istotny, aczkolwiek często niewłaściwie wykorzystywany instrument partycypacji społecznej w tym procesie.

Dynamiczny rozwój generacji rozproszonej, w tym energetyki wiatrowej, uzależniony jest od szeregu czynników, w tym od akceptacji społeczności lokalnych. **Ostatnie lata pokazują, iż coraz trudniej uzyskać jest inwestorowi akceptację społeczną dla planowanych projektów infrastrukturalnych, tj. rozbudowy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, poszukiwania i rozpoznawania kopalin (np. gazu łupkowego) czy też tworzenia nowych źródeł wytwórczych, np. farm wiatrowych.** Szczególnego znaczenia nabiera analiza motywacji społeczności lokalnych w kontekście funkcjonujących regulacji prawnych. Zapewnienie takich rozwiązań prawnych, które wyjdą naprzeciw uzasadnionym oczekiwaniom tych społeczności wydaje się być coraz istotniejszym zadaniem regulacyjnym. Poziom akceptacji społecznej uzależniony jest od dwóch czynników. Pierwszym z nich jest poziom wiedzy i świadomości o zakresie i wpływie planowanych inwestycji, który oddziałuje bezpośrednio na zaufanie do inwestora, możliwość weryfikacji projektu inwestycyjnego i wynikających z niego skutków oraz świadomość korzyści wynikających z projektu. Drugim jest oczekiwanie społeczności lokalnej, co do „polepszenia standardu życia” poprzez planowaną inwestycję. Powyższe czynniki skonfrontowane są z założeniami biznesowymi i ryzykami wynikającymi z inwestycji, które przekładają się również na ofertę inwestora skierowaną do społeczności lokalnej.

Regulacje prawa Unii Europejskiej nakazują wspieranie inicjatyw gospodarczych w tym zakresie, promowanie najlepszych modeli współpracy, opracowanie programów informacyjno-szkoleniowych zwiększających świadomość społeczną oraz programów doradczych związanych z realizacją inwestycji. W tym kontekście potrzebne wydaje się zaproponowanie rozwiązań prawnych, które spełnią oczekiwania społeczne dając inwestorowi możliwości realizacji inwestycji.

Ważnym aspektem regulacyjnym jest również zapewnienie właściwego ładu przestrzennego. Kształtowanie i prowadzenie polityki przestrzennej na terenie gminy, w tym uchwalanie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, z wyjątkiem morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej oraz terenów zamkniętych, należy do zadań własnych gminy. **Tworzenie ładu przestrzennego (w tym uwarunkowań lokalizacyjnych farm wiatrowych) przez gminy następuje w uzgodnieniu ze społecznościami lokalnymi, które uprawnione są do składania wniosków do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, a ich wnioski zgłoszone pisemnie lub ustnie podczas dyskusji publicznej muszą być rozpatrzone.** Akty te podlegają również kontroli sądowno-administracyjnej, co oznacza możliwość zaskarżenia zawartych tam rozwiązań również przez członków społeczności lokalnej. Rozwój inwestycji w farmy wiatrowe powinien być oparty na dokumentach planistycznych gmin, gdyż umożliwia to udział społeczności lokalnych w procesie decyzyjnym.

Ważnym kierunkiem rozwoju regulacji prawnych jest konieczność zapewnienia podstaw prawnych dla ładu przestrzennego obszarów morskich. Obecnie w Polsce brakuje planu zagospodarowania obszarów morskich, co niekorzystnie wpływa nie tylko na inwestycje w morskie farmy wiatrowe, ale na całościowy rozwój gospodarczy tych obszarów. Stabilne regulacje prawne w tym zakresie mogą dodatkowo pobudzić rozwój tej części Polski.

Inwestycja w farmy wiatrowe może zwiększać dochody gmin. Głównym źródłem dochodów dla jednostek samorządu terytorialnego z tego tytułu jest podatek od nieruchomości. Stanowi on jedno z najważniejszych źródeł dochodów gmin. Zwiększenie dochodów gminy z tytułu podatku od nieruchomości, co stanowi konsekwencję inwestycji w farmy wiatrowe, może prowadzić do obniżenia (bądź pozbawienia) kwoty części podstawowej subwencji ogólnej. Wzrost dochodów gminy z tytułu podatku od nieruchomości może powodować (w przypadku gmin o wskaźniku dochodów na mieszkańca niższym niż 92% średniej dochodów dla wszystkich gmin w Polsce), obniżenie podstawy do naliczenia części podstawowej subwencji ogólnej. Na ogół wzrost dochodów podatkowych jest dla jednostki samorządu finansowo korzystniejszej

szy niż możliwe obniżenie kwoty subwencji. Zwiększenie dochodów z tytułu podatku od nieruchomości może natomiast nie oddziaływać na wysokość części uzupełniającej subwencji ogólnej oraz subwencji równoważącej (tzw. „janosikowego”), co ogranicza wpływ tej inwestycji na inne podstawy subwencjonowania gmin z budżetu centralnego. Poza przypadkami, gdy wzrost dochodów z podatku od nieruchomości powoduje, że gmina osiąga wskaźnik dochodów podatkowych powyżej poziomu 150% wskaźnika dla wszystkich gmin w Polsce, wspomniany wzrost dochodów wpływa na mechanizm naliczania części uzupełniającej subwencji ogólnej. Podobna sytuacja występuje w przypadku „janosikowego”. Nawet jednak w takich przypadkach, wzrost dochodów podatkowych przewyższa straty z tytułu mniej korzystnego mechanizmu subwencyjnego. Te korzystne oddziaływania nowej inwestycji powinny być powszechniej dostrzegane przez władze lokalne. Stabilność przychodów z tytułu subwencji ogólnej oraz małe zaangażowanie potrzebne na jej uzyskanie sprawia, iż inne źródło przychodów jest bagatelizowane. Konieczne mogą być zmiany legislacyjne, które w większym zakresie zachęcać będą gminy do poszukiwania nowych źródeł dochodów zamiast opierania rozwoju na subwencjach z budżetu centralnego. Takie kierunki zarządzania gminą wpłynąć mogą również pozytywnie na strukturę zadłużenia gminy i zarządzanie nią.

Powyższe zagadnienia prawne nie stanowią kompleksowego przedstawienia problemów regulacyjnych związanych z rozwojem inwestycji w farmy wiatrowe. Dyskusja i ewentualne zmiany prawne w tym zakresie mogą stanowić dodatkowy bodziec do rozwoju inwestycji w całym sektorze odnawianych źródeł energii.

1. *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce*, Ernst&Young, Warszawa 2012, s. 8.
2. *Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.*, Ministerstwo Gospodarki, Warszawa, 10 listopada 2009, s. 15.

Wykaz aktów prawnych

1. Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r., Prawo energetyczne (Dz. U. z 2006 r., Nr 89, poz. 625, ze zm.), dalej również „**ustawa PE**”.
2. Ustawa z dnia 26 października 2000 r. o giełdach towarowych (Dz. U. z 2005 r. Nr 121, poz. 1019 i Nr 183, poz. 1537 i 1538), dalej również „**ustawa o giełdach towarowych**”.
3. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 ze zm.), dalej również „**rozporządzenie systemowe**”.
4. Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 14 sierpnia 2008 r. 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 wytworzonych w odnawialnym źródle energii (Dz. U. z 2008 r. Nr 156, poz. 969, ze zm.), dalej również „**rozporządzenie OZE**”.
5. Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, ze zm.), dalej również „**ustawa POS**”.
6. Ustawa z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 2004 r. Nr 173, poz. 1807, tj. z dnia 14 października 2010 r., Dz. U. z 2010 r. Nr 220, poz. 1447, ze zm.).
7. Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2008 r. Nr 199, poz. 1227 ze zm.), dalej również „**ustawa OOS**”;
8. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. z 2007 r. Nr 120, poz. 826).
9. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1883).
10. Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2004 r. Nr 92, poz. 880, tj. Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1220, ze zm.), dalej również „**ustawa OP**”.
11. Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 października 2011 r., w sprawie ochrony gatunkowej zwierząt (Dz. U. z 2011 r. Nr 237, poz. 1419).

12. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r., w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2010 r. Nr 213, poz. 1397), dalej również **„rozporządzenie OOS”**.
13. Ustawa z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 1991 r. Nr 32, poz. 131, tj. z dnia 6 czerwca 2003 r. Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1502, ze zm.), dalej również **„ustawa OOM”**.
14. Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. 2009 r. Nr 157, poz. 1240, ze zm.), dalej również **„ustawa fp”**.
15. Ustawa z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2003 r. Nr 203, poz. 1966, tj. z dnia 28 kwietnia 2010 r. Dz. U. z 2010 r. Nr 80, poz. 526, ze zm.), dalej również **„ustawa o djst”**.
16. Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 1991 r. Nr 9, poz. 31, z dnia 17 maja 2010 r. (Dz. U. z 2010 r. Nr 95, poz. 613, ze zm.), dalej również **„ustawa o piol”**.
17. Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 1990 r. Nr 16, poz. 95, tj. z dnia 12 października 2001 r. Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, ze zm.), dalej również **„ustawa o sg”**.
18. Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2003 r. Nr 80 poz. 717, ze zm.) dalej również **„ustawa o p.z.p.”**.
19. Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 1997 r. Nr 115, poz. 741, tj. z dnia 19 maja 2010 r. Dz. U. z 2010 r. Nr 102, poz. 651, ze zm.), dalej również **„ustawa o g.n.”**.
20. Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (Dz. U. 1985 r. Nr 14 poz. 60, ze zm).
21. Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. prawo budowlane (Dz. U. z 1994 r. Nr 89, poz. 414, tj. z dnia 12 listopada 2010 r., Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, ze zm.), dalej również **„ustawa p.b.”**.
22. Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (Dz. U. 1985 r. Nr 14 poz. 60, ze zm).
23. Ustawia z dnia 5 sierpnia 2010 r. o ochronie informacji niejawnych (Dz. U. Nr 182, poz. 1228), dalej również „ustawa o o.i.n.”.
24. Ustawa z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 1967 r. Nr 44, poz. 220, ze zm., tj. z dnia 26 marca 2012 r. (Dz. U. z 2012 r. poz. 461), dalej również **„ustawa o p.o.o.”**.
25. Rozporządzenie z dnia 24 listopada 2009 r. Rady Ministrów w sprawie militaryzacji jednostek organizacyjnych wykonujących zadania na rzecz obronności lub bezpieczeństwa państwa (Dz. U. z 2009 r. Nr 210, poz. 1612).
26. Ustawa z dnia 3 lipca 2002 r. Prawo lotnicze (Dz. U. z 2002 r. Nr 130, poz. 1112, ze zm., tj. z dnia 17 maja 2006 r.; Dz. U. z 2006 r. Nr 100, poz. 696), dalej również **„ustawa p.l.”**.

27. Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 25 czerwca 2003 r. w sprawie sposobu zgłaszania oraz oznakowania przeszkód lotniczych (Dz. U. z 2003 r. Nr 130 poz 1112, ze zm.).
28. Ustawa z dnia 18 lipca 2001 r. prawo wodne (Dz. U. z 2001 r. Nr 115 poz. 1229), tj. z dnia 10 stycznia 2012 r. (Dz. U. z 2012 r. Nr 44 poz. 145), dalej również **„ustawa prawo wodne”**.
29. Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 1995 r. Nr 16, poz. 78, tj. z dnia 2 kwietnia 2004 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr 121, poz. 1266), dalej również **„ustawa o.g.r.l.”**.



Wstęp

Rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce powoduje postępującą zmianę struktury wytwarzania energii elektrycznej. Wynika on zarówno z konieczności realizacji przez Polskę zobowiązań międzynarodowych w zakresie ochrony środowiska (w tym ochrony klimatu), ale również z postępującego rozwoju technologicznego. Trend ów powoduje zwiększające się znaczenie generacji rozproszonej dla wytwarzania energii elektrycznej i dynamiczny rozwój tych technologii, które w sposób innowacyjny i przyjazny dla środowiska zaspokajają potrzeby społeczne w zakresie dostaw energii.

Jednym z istotnych podsektorów w ramach sektora wytwarzania energii elektrycznej realizującym powyższe cele jest energetyka wiatrowa. Coraz bardziej innowacyjne rozwiązania służące wytwarzaniu energii elektrycznej stanowią „powiew nowoczesności” w środowisku lokalnym. Lokalizacja inwestycji na danym terenie rodzi więc inwestora ze społecznością lokalną. Rozwój tych źródeł wytwarzania realizuje również cele krajowe w zakresie sprostania nałożonym na Polskę zobowiązaniom międzynarodowym związanym z ochroną środowiska. Wciąż niedoskonałe regulacje prawa krajowego dotyczące energetyki wiatrowej sprawiają, że realizacja celów lokalnych, jak i krajowych jest utrudniona.

Niniejszy raport ma na celu przedstawienie najistotniejszych regulacji prawa krajowego odnoszących się do sektora energetyki wiatrowej. Analiza tych regulacji pozwoli na indywidualną ocenę ich kompleksowości oraz stopnia szczegółowości. Daje również podstawę do analizy, na ile, i w jakim kierunku powinny podążać dalsze zmiany prawne, aby zapewnić zrównoważony rozwój tego podsektora energetyki w sposób przyjazny ludziom. Szczególne znaczenie ma odpowiedź na pytanie, na ile poniższe regulacje prawa krajowego pozostają w zgodzie z interesami społeczności lokalnych.



1. Miejsce sektora energetyki wiatrowej w energetyce

PODSUMOWANIE

- W światowym rankingu Polska zajęła 10. miejsce pod względem atrakcyjności inwestycji w energetykę wiatrową. Wyprzedzamy między innymi Koreę Południową, Holandię, Danię i Norwegię. Wśród atutów Polski w raporcie wymienia się bardzo dobre warunki naturalne dla rozwoju energetyki wiatrowej.
- Nowe inwestycje w energetyce wiatrowej można realizować na około 29,8% obszaru naszego kraju, 8,9 % powierzchni Polski ma korzystne, a 1,4% wybitnie korzystne warunki dla ich lokalizacji.

W światowym rankingu Polska zajęła 10. miejsce pod względem atrakcyjności inwestycji w energetykę wiatrową³. Wyprzedzamy między innymi Koreę Południową, Holandię, Danię i Norwegię. Wśród atutów Polski w raporcie wymienia się bardzo dobre warunki naturalne dla rozwoju energetyki wiatrowej. W Polsce centralnej zasoby wiatru nie odbiegają od tych w Niemczech, gdzie moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na koniec 2011 r. wynosiła 29 GW. Szczególnie korzystne warunki występują na wybrzeżu Bałtyku (od Koszalina po Hel), na Wyspie Uznam, i w Polsce północno-wschodniej (Suwalszczyzna). Dobrymi warunkami charakteryzują się także Beskid Żywiecki i Bieszczady. Powyższe wyliczenie ma wyłącznie charakter przykładowy, a uwarunkowania naturalne innych miejsc w Polsce również dają dobre perspektywy rozwoju. Ważny w tym względzie jest także rozwój technologiczny, który umożliwia efektywniejsze wykorzystanie lokalizacji również o mniej atrakcyjnych parametrach.

Biorąc powyższe dane pod uwagę, jak też możliwe tempo wzrostu mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej, znaczenie tej technologii wytwarzania będzie rosło. Zgodnie z niektórymi z analiz, przyjmując dość konserwatywne założenia co do produktywności energii elektrycznej w energetyce wiatrowej, stanie się ona najtańszym odnawialnym źródłem energii elektrycznej. Zgodnie z analizami, **nowe inwestycje w energetyce wiatrowej można realizować na około 29,8% obszaru nasze-**

go kraju, 8,9 % powierzchni Polski ma warunki korzystne, a 1,4% wybitnie korzystne warunki dla ich lokalizacji. W pasie nadmorskim warunki są zbliżone do tych, jakie występują w Danii czy Niemczech, co daje ogromny potencjał dla rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce.

Istotną kwestią dla rozwoju tej metody wytwarzania energii elektrycznej są koszty produkcji. Komisja Europejska podkreśla także, że ten rodzaj energetyki charakteryzuje się najkrótszym okresem budowy. **W Unii Europejskiej elektrownie wiatrowe budowane są w czasie dwukrotnie krótszym niż źródła kogeneracyjne na biomasę, czterokrotnie krótszym niż elektrownie wodne i aż sześciokrotnie krótszym niż elektrownie jądrowe.** Korzystną wysokość nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej potwierdzają również inne analizy, zgodnie z którymi lądowa energetyka wiatrowa jest najtańszym w budowie źródłem energii odnawialnej. Koszt wyprodukowania 1 MW zainstalowanej mocy to ok. 6,6 mln zł. Znacznie droższe są elektrownie wiatrowe na morzu, których koszt budowy to około 13,6 mln zł na 1 MW. W przypadku elektrowni fotowoltaicznych i elektrowni na biomasę, a także biogazowni, koszt CAPEX⁴ wynosi odpowiednio 7,8 mln zł/MW, 10,3 mln zł i 14,4 mln zł. Natomiast budowa małych elektrowni wodnych przeciętnie kosztuje ok. 8,5 mln zł/MW. Dla porównania, koszt budowy elektrowni na węgiel kamienny to 6,6 mln zł/MW, a więc taki sam jak elektrowni wiatrowej. Zdecydowanie tańsze są elektrownie gazowe – 3,9 mln zł/MW, natomiast bardzo kosztowna jest budowa elektrowni atomowej – 14,4 mln zł/ MW.

Wyniki analizy wskazują dla wszystkich konsumentów, że obciążenie ceną sprzedaży 1 MWh energii elektrycznej kosztami zakupu świadectw pochodzenia to 27 PLN. A zatem udział kosztów świadectw pochodzenia w rachunku odbiorców końcowych wynosi 6,1%⁵. Koszt wsparcia farm wiatrowych stanowi 21% kosztu wsparcia całej energetyki odnawialnej. Z tego wynika, że szacunkowy wpływ systemu wsparcia dla farm wiatrowych na cenę energii dla odbiorcy końcowego wynosi 6 PLN/MWh, co stanowi 1,3% ceny energii płaconej przez odbiorców końcowych.

Należy podkreślić, iż według analizy alternatywne wytworzenie 1 MWh w źródle węglowym (przy założeniu pełnej odpłatności za uprawnienia CO₂) będzie znacząco (nawet kilkukrotnie) droższe. Przy założeniu pełnej odpłatności za uprawnienia do emisji CO₂ dla nowych instalacji (zgodnie z planami Komisji Europejskiej) kluczowa różnica między kosztami wytwarzania energii w odnawialnych źródłach energii i konwencjonalnych będzie związana z emisją CO₂. Powoduje to, iż możliwy dodatkowy koszt związany z wytwarzaniem energii w źródle węglowym mógłby wynieść nawet ok. 21 PLN/MWh, co jest wartością prawie 3,5-krotnie wyższą niż koszt wsparcia dla elektrowni wiatrowych⁶.

Biorąc pod uwagę powyższe uwarunkowania prognostyczne, należy również założyć dotychczasowe znaczenie energetyki wiatrowej w Polsce. Najnowsze opublikowane dane podają, iż w Polsce w energetyce wiatrowej zainstalowanych jest 1968,305 MW (stan na dzień 31.03.2012)⁷. Zgodnie z informacjami Prezesa URE na koniec grudnia 2011 r. w Polsce w energetyce wiatrowej zainstalowanych było 1 616,36 MW. Na koniec 2010 r. w energetyce wiatrowej zainstalowanych było 1179 MW. Rok 2011 dał więc przyrost mocy zainstalowanej o 437 MW, czyli o 18 MW mniej niż w roku 2010, gdy przyrost wynosił 455 MW. Pomimo tego, nasycenie farmami wiatrowymi w Polsce należy do najniższych w Europie. Moc zainstalowana w energetyce wiatrowej na mieszkańca wynosi 0,042 kW, a na km² obszaru lądowego przypada 5,18 kW, co biorąc pod uwagę tendencje w Unii Europejskiej oznaczać może dalszy wzrost znaczenia tej gałęzi w najbliższych latach.

Produkcja energii elektrycznej z wiatru w Polsce oraz jej udział w krajowym zużyciu ogółem przedstawia się następująco (na podstawie danych PSEW):

TABELA 1. **Produkcja energii elektrycznej z wiatru oraz jej udział w krajowym zużyciu ogółem.**

Rok	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Produkcja [GWh]	142,3	135,3	388,4	494,2	790,2	1 029,0	1 485,0	2 348,0
Krajowe zużycie ogółem [TWh]	144,0	145,0	149,0	154,0	153,0	148,7	155,0	163,0

ŹRÓDŁO: Dane Polskiego Stowarzyszenia Energii Wiatrowej.

TABELA 2. **Moc zainstalowana w (MW) w odnawialnych źródłach energii w latach 2005-2011 (bez technologii współspalania), stan na 31.12.2011 r.**

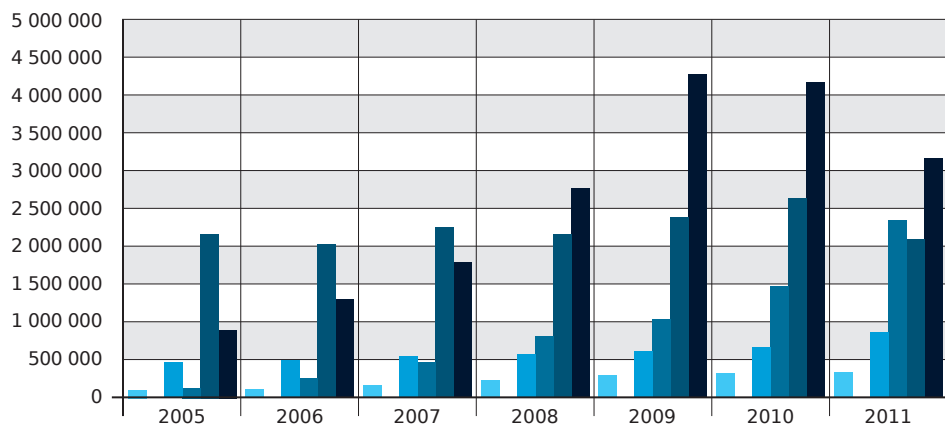
Rodzaj OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Moc [MW]						
Elektrownie na biogaz	32,00	36,80	45,70	54,61	71,62	82,88	103,49
Elektrownie na biomasę	189,80	238,80	255,40	232,00	252,49	356,19	409,68
Elektrownie wiatrowe	83,30	152,00	287,90	451,00	724,68	1 180,27	1 616,36
Elektrownie wodne	922,00	931,00	934,80	940,57	945,20	937,04	951,39
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,12
Łącznie	1 227,10	1 358,60	1 523,80	1 678,18	1 993,99	2 556,38	3 082,04

ŹRÓDŁO: Dane Prezesa URE.

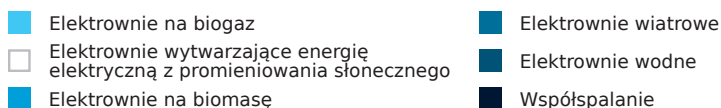
TABELA 3. Produkcja energii elektrycznej (MWh) z podziałem na poszczególne technologie OZE oraz świadectwa pochodzenia w latach 2005-2011, stan na 18.01.2012.

Rodzaj OZE	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
	Moc [MW]						
Elektrownie na biogaz	104 465	116 692	161 768	220 883	295 311	315 543	345 548
Elektrownie na biomasę	467 976	503 846	545 765	560 967	601 088	664 497	867 381
Elektrownie wiatrowe	135 292	257 037	472 116	805 939	1 035 019	1 484 929	2 348 727
Elektrownie wodne	2 175 559	2 029 636	2 252 659	2 152 822	2 375 778	2 633 162	2 080 369
Elektrownie wytwarzające energię elektryczną z promieniowania słonecznego	0	0	0	0	0	0	124
Współspalanie	877 009	1 314 337	1 797 217	2 751 954	4 286 488	4 174 499	3 158 266
Łącznie	3 760 301	4 221 548	5 229 526	6 268 346	8 593 786	9 272 630	8 800 415
	(5 150 SP)	(4 223 SP)	(5 739 SP)	(6 931 SP)	(8 533 SP)	(9 016 SP)	

ŹRÓDŁO: Dane Prezesa URE.

WYKRES 1. Produkcja energii elektrycznej w (MWh) przez poszczególne technologie OZE w latach 2005-2011.


ŹRÓDŁO: Opracowanie PSEW na podstawie danych URE. Stan na 18.01.2012.



Obowiązek uzyskania i przedstawienia do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia wynika z art. 9a ust. 1 ustawy PE. Obowiązek ten uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej z umorzo-

nych świadectw pochodzenia lub uiszczony w ich miejsce opłaty zastępczej w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej wynosi nie mniej niż wartości określone w rozporządzeniu OZE. Zakres realizacji tego obowiązku określa poniższa tabela.

TABELA 4.

Rok	Sprzedaż e. e.	Zrealizowany obowiązek	Wartość zrealizowanego obowiązku	Opłata zastępcza	Udział opłaty zastępczej w zrealizowanym obowiązku	Umorzone SP	Udział umorzonych SP w zrealizowanym obowiązku
	MWh	%	MWh	MWh	%	MWh	%
2006	117 816 712	3,600	4 241 713,085	357 501,232	8,428	3 884 211,85	91,572
2007	115 973 780	5,271	6 112 649,247	1 169 741,794	19,136	4 942 907,45	80,864
2008	121 180 113	6,987	8 467 073,148	1 865 235,601	22,029	6 601 837,55	77,971
2009	116 456 087	8,674	10 101 488,91	1 698 386,796	16,813	8 403 102,12	83,187
2010	121 296 096	10,401	12 616 006,94	2 216 448,105	17,569	10 399 093,24	82,428
Średnia					16,602		83,40

Powyższe dane wskazują na znaczący i sukcesywny wzrost znaczenia tej właśnie metody wytwarzania energii elektrycznej. Konieczne jest jednak dokonanie oceny, na ile obecne regulacje prawne wyznaczają właściwe kierunki jej rozwoju. Punktem wyjścia będzie dokonana w kolejnych rozdziałach analiza wybranych aspektów regulacji prawa krajowego w tym zakresie.

3. *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce*, op. cit., s. 8.
4. (ang. *capital expenditures*) oznacza wydatki inwestycyjne na rozwój produktu lub wdrożenie systemu.
5. *Wpływ energetyki wiatrowej na wzrost gospodarczy w Polsce*, op. cit., s. 52.
6. *Ibidem*, s. 52.
7. Dane zawarte w tym rozdziale pochodzą w całości ze strony internetowej Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (www.psew.pl).



2. Dokumenty strategiczne

PODSUMOWANIE

- Celami *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* są: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw energii, dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, rozwój konkurencyjnego rynku energii oraz ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko. Wytwarzanie energii elektrycznej w źródłach wiatrowych zapewnia pośrednio lub bezpośrednio realizację prawie każdego z tych celów, w szczególności ogranicza straty w przesyłach i dystrybucji, zwiększenia bezpieczeństwa dostaw, ogranicza negatywne oddziaływanie energetyki na środowisko.
- W *Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 r.* zakłada się, iż w 2030 r. 8,2% udziału, tj. ok. 18 TWh w strukturze wytwarzania stanowić będzie energia elektryczna wytworzona w źródłach wiatrowych.
- W *Polityce ekologicznej Polski* podkreśla się, że odnawialne źródła energii (w tym farmy wiatrowe) należą do najbardziej skutecznych sposobów zmniejszania emisji wszelkich zanieczyszczeń środowiska, które są efektywne kosztowo oraz społecznie akceptowane.
- Jednym z głównych działań, które ma doprowadzić do osiągnięcia celów *Polityki klimatycznej Polski* w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (w tym również energii wiatru).
- Zgodnie z zapisami *Polityki klimatycznej Polski*, farmy wiatrowe, obok elektrowni spalających biomasę oraz elektrowni wodnych, zostały uznane za najbardziej perspektywiczne technologie w Polsce z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu.
- *Krajowy Plan Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* uznaje energetykę wiatrową za jedną z podstawowych technologii umożliwiających zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.
- Analiza obecnego stanu rozwoju podsektora wytwarzania energii elektrycznej w Polsce oraz celów i terminów ich realizacji zawartych w dokumentach strategicznych prowadzi do konkluzji, iż realizacja tych celów w zrównoważony środowiskowo i zaawansowany technologicznie sposób wymaga stabilnego rozwoju wytwarzania energii elektrycznej w źródłach wiatrowych.

Podstawowymi dokumentami strategicznymi mającymi znaczenie dla rozwoju farm wiatrowych są: *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.*, *Polityka ekologiczna Polski*, *Polityka klimatyczna* oraz *Krajowy Plan Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*. Powyższe dokumenty oraz ich znaczenie dla rozwoju farm wiatrowych ukazane zostaną poniżej.

Polityka energetyczna Polski do 2030 r.

Celem *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, zgodnie z art. 13 ustawy PE, jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrost konkurencyjności gospodarki, jej efektywności energetycznej, a także ochrona środowiska. Polityka energetyczna określa m.in.: bilans paliwowo-energetyczny kraju, zdolności wytwórcze krajowych źródeł dostarczania paliw i wytwarzania energii, dostępne zdolności przesyłowe, w tym zdolności przesyłowe na połączeniach transgranicznych, efektywność energetyczną gospodarki, działania w zakresie ochrony środowiska oraz wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (art. 14 ustawy PE).

Polityka energetyczna państwa jest przygotowywana co 4 lata i zawiera ocenę dotychczas realizowanej polityki, prognozy na okres nie krótszy niż 20 lat oraz program działań wykonawczych wraz z instrumentami ich realizacji na okres 4 lat (art. 15 ustawy PE). Zgodnie z art. 12 ust. 2 ustawy PE, Minister Gospodarki przygotowuje projekt polityki energetycznej państwa i koordynuje jej realizację. Rada Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw gospodarki przyjmuje politykę energetyczną państwa (art. 15a ustawy PE).

Obecnie obowiązująca *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* została przyjęta w drodze uchwały Rady Ministrów nr 202/2009 z dnia 10 listopada 2009 r. W dokumencie tym wyznaczono podstawowe kierunki i założenia polityki energetycznej państwa. Celami tymi są: poprawa efektywności energetycznej, wzrost bezpieczeństwa dostaw paliw i energii, dywersyfikacja struktury wytwarzania energii elektrycznej poprzez wprowadzenie energetyki jądrowej, rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii (w tym biopaliw), rozwój rynków konkurencyjnych paliw i energii oraz ograniczenie oddziaływania energetyki na środowisko.

W prawie każdym z tych celów pośrednio lub bezpośrednio mieści się rozwój energetyki wiatrowej. Rozwój energetyki wiatrowej powoduje zwiększenie efektywności energetycznej, gdyż, jako źródło generacji rozproszonej, ogranicza straty w przesyłach i dystrybucji energii. Wpływa na zwiększenie bezpieczeństwa dostaw poprzez tworzenie nowego potencjału wytwórczego energii elektrycznej. Znaczenie

tego potencjału wytwórczego dla zwiększenia bezpieczeństwa dostaw będzie dodatkowo wzmocnione w sytuacji rozwoju instalacji magazynowania wytwarzanej w źródłach wiatrowych energii elektrycznej. Rozwój energetyki wiatrowej zwiększy również stopień dywersyfikacji źródeł dostaw oraz zapewni stworzenie generacji energii elektrycznej opartej na lokalnie dostępnych surowcach. Wpłynie również na ograniczenie negatywnego oddziaływania energetyki na środowisko.

Polityka energetyczna Polski do 2030 r. zawiera postanowienia, które odnoszą się bezpośrednio do rozwoju energetyki wiatrowej. W punkcie 5 *Polityki* potwierdzono konieczność rozwoju energetyki wiatrowej zarówno na lądzie, jak i na morzu. **W katalogu działań na rzecz rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii zaznaczono konieczność stworzenia warunków ułatwiających podejmowanie decyzji inwestycyjnych dotyczących budowy farm wiatrowych na morzu** (pkt 5.2. *Polityki*).

Bezpośrednim odesłaniem do energetyki wiatrowej jest również postanowienie zawarte w pkt. 3.1.2. *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, dotyczące wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej i ciepła. Ogólnie stwierdza się, że głównym celem polityki energetycznej w obszarze wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej jest zapewnienie ciągłego pokrycia zapotrzebowania na energię przy uwzględnieniu maksymalnego możliwego wykorzystania krajowych zasobów oraz przyjaznych środowisku technologii. **Tego rodzaju technologią są właśnie technologie wykorzystujące energię wiatru.**

Do katalogu celów, które mają zostać zrealizowane w obszarze wytwarzania i przesyłania energii elektrycznej i ciepła, zaliczono rozbudowę krajowego systemu przesyłowego umożliwiającą zrównoważony wzrost gospodarczy kraju, jego poszczególnych regionów oraz zapewniającą niezawodne dostawy energii elektrycznej, w tym przede wszystkim odbiór energii elektrycznej z obszarów o dużym nasyceniu planowanych i nowobudowanych jednostek wytwórczych, **ze szczególnym uwzględnieniem farm wiatrowych** (str. 14).

Szereg postanowień *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* odnosi się pośrednio do rozwoju energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, jako odnawialnego źródła energii. Dlatego większość celów, zamierzonych działań i przewidywanych efektów w obszarze rozwoju wykorzystania odnawialnych źródeł energii (pkt 5, str. 18) można odnieść do energetyki wiatrowej. Jako główny cel w tym obszarze przyjmuje się zwiększenie stopnia dywersyfikacji źródeł dostaw oraz stworzenie optymalnych warunków do rozwoju energetyki rozproszonej opartej na lokalnie dostępnych surowcach. Do działań mających za zadanie osiągnięcie tego celu zalicza się przede wszystkim:

1. utrzymanie mechanizmów wsparcia dla producentów energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, np. poprzez system świadectw pochodzenia;
2. utrzymanie zasady zwolnienia z akcyzy energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii;
3. bezpośrednie wsparcie budowy nowych źródeł wytwórczych z odnawialnych źródeł energii oraz rozwój sieci elektroenergetycznych, umożliwiających ich przyłączenie z wykorzystaniem funduszy europejskich oraz środków funduszy ochrony środowiska, w tym środków pochodzących z opłaty zastępczej i z kar;
4. stymulowanie rozwoju potencjału polskiego przemysłu produkującego urządzenia dla energetyki odnawialnej, w tym przy wykorzystaniu funduszy europejskich.

W punkcie 5.3. (str. 20) *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* stwierdzono, że planowane działania przyczynią się do zrównoważonego rozwoju odnawialnych źródeł energii bez negatywnych oddziaływań na rolnictwo, gospodarkę leśną, sektor żywnościowy oraz różnorodność biologiczną. Ponadto przewidziano, że **pozytywnym efektem rozwoju odnawialnych źródeł energii będzie zmniejszenie emisji dwutlenku węgla (CO₂) oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego Polski, poprzez m.in. zwiększenie dywersyfikacji źródeł wytwórczych.**

W *Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, stanowiącej załącznik do *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, prognozuje się wzrost zapotrzebowania na energię finalną brutto (ktoe) z wiatru z 3% ogółu energii finalnej z odnawialnych źródeł energii w 2010 r. do 11,8% w 2030 r. oraz wzrost udziału energii finalnej z wiatru w energii finalnej brutto z 0,2% w 2010 r. do 1,9% w 2030 r. (tabela 9, s. 12).

Zakłada się również w *Prognozie zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku*, iż osiągnięcie celów unijnych w zakresie energii odnawialnej wymagać będzie produkcji energii elektrycznej brutto z odnawialnych źródeł energii w 2020 r. na poziomie ok. 31 TWh, co będzie stanowić 18,4% produkcji całkowitej, a w 2030 r. na poziomie 39,5 TWh, co oznacza ok. 18,2% produkcji całkowitej. **Największy udział będzie stanowić energia z elektrowni wiatrowych – w 2030 r. ok. 18 TWh, czyli ok. 8,2% przewidywanej produkcji całkowitej brutto.**

Również *Program działań wykonawczych na lata 2008-2012*, stanowiący załącznik do *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.*, przewiduje **konieczność podjęcia działań mających na celu rozwój sieci przesyłowych i dystrybucyjnych na potrzeby rozwoju energetyki wiatrowej** (Działanie 2.11), jak również przewiduje **konieczność rewizji otoczenia prawnego w celu umożliwienia rozwoju morskich farm wiatrowych** (Działanie 4.6).

Oddziaływanie *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* na ochronę środowiska zostało scharakteryzowane w *Prognozie oddziaływania na środowisko* dokumentu *Polityka energetyczna Polski do 2030 r.* W dokumencie podkreśla się, iż **elektrownie wiatrowe stanowią bezemisyjną alternatywę dla procesów spalania paliw węglowych**. Zauważa się jednak ich wpływ na takie elementy środowiska jak krajobraz, klimat akustyczny, bioróżnorodność (oddziaływanie na awifaunę i chiropterofaunę). Prognoza przedstawia praktyczne kierunki rozwiązań skutkujących marginalizacją tego rodzaju oddziaływań. **Podkreślony został jednakże znaczący poziom subiektywizmu w ocenie oddziaływania m.in. na krajobraz, wskazując, że dla części społeczności inwestycja w farmy wiatrowe może stanowić negatywne oddziaływanie na krajobraz, podczas gdy dla innych stanowi ona „oddech nowoczesności”**. Zwraca się również uwagę na koszty środowiskowe wynikające z konieczności utrzymania tzw. „rezerwy gorącej” dla zabezpieczenia dostępności energii w sieci elektroenergetycznej w sytuacji nagłego spadku podaży energii z farm wiatrowych. Wskazuje się jednak na rozwiązania technologiczne mogące te koszty znacząco ograniczyć. W dziedzinie działań prawno-systemowych zakłada się konieczność przyjęcia efektywnych rozwiązań zapewniających m.in. likwidację barier przestrzennych i systemowych hamujących rozwój energetyki wiatrowej.

Polityka ekologiczna Polski

Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, ze zm.), dalej również „ustawa POŚ”, stanowi, że wymagane jest sporządzanie polityki ekologicznej państwa na najbliższe 4 lata z perspektywą 4-letnią. Rada Ministrów przyjęła w 2008 r. *Politykę ekologiczną Polski na lata 2008-2012 z perspektywą do roku 2016 r.*, dalej również jako *Polityka ekologiczna Polski*.

W *Polityce ekologicznej Polski* brakuje postanowień, które w sposób bezpośredni odnoszą się do energetyki wiatrowej. Dokument ten uznaje **zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii za jeden z czynników, które mogą przyczynić się do wzrostu poziomu ochrony środowiska naturalnego**. W szczególności stwierdza się, że z punktu widzenia ochrony atmosfery konieczne jest przyspieszenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (w tym energetyki wiatrowej) z uwzględnieniem potencjału kraju w tym zakresie (zob. s. 11).

W *Polityce ekologicznej Polski* odnawialne źródła energii wymienione są głównie w kontekście przeciwdziałania emisji szkodliwych substancji. Ponadto, powołując się na decyzję Rady Europejskiej z 2007 r. o redukcji emisji dwutlenku węgla z terenu Unii

Europejskiej o 20% w 2020 r., w *Polityce ekologicznej Polski* podkreśla się, że rozwój odnawialnych źródeł energii zmieni bilans energii pierwotnej oparty przede wszystkim na węglu. Powyższe wpłynie pozytywnie na ochronę atmosfery przed zanieczyszczeniami i zmianami klimatu (zob. s. 10).

Pkt 4.2.3. *Polityki ekologicznej Polski* zawiera wykaz działań w zakresie ochrony powietrza przed zanieczyszczeniami. Jako typy działań pozwalających realizować ten cel wymienia się oszczędność energii i działania stymulujące taką oszczędność oraz rozwój odnawialnych źródeł energii i działania promujące ten rozwój (zob. s. 42).

W *Polityce ekologicznej Polski* podkreśla się także, że odnawialne źródła energii należą do najskuteczniejszych sposobów zmniejszenia emisji wszelkich zanieczyszczeń do środowiska, które są efektywne kosztowo oraz społecznie akceptowane.

Podkreśla się, że Polska zobowiązała się do zapewnienia udziału odnawialnych źródeł energii w 2010 r. na poziomie niemniejszym niż 7,5%, a w 2020 r. – 14% (według Komisji Europejskiej udział powinien nie być mniejszy niż 15%). Tylko przez szeroką promocję korzystania z tych źródeł, wraz z zachętami ekonomicznymi i organizacyjnymi Polska może wypełnić te ambitne cele (zob. s. 42).

Pkt. 4.5. *Polityki ekologicznej Polski* odnosi się do działań w zakresie ochrony przed hałasem i przed promieniowaniem elektromagnetycznym. Zauważa się konieczność podjęcia strukturalnych działań celem nadania właściwej rangi tym rodzajom zanieczyszczeń środowiska. Celem średniookresowym do 2016 r. w zakresie ochrony przed hałasem jest dokonanie wiarygodnej oceny narażania społeczeństwa na ponadnormatywny hałas i podjęcie kroków do zmniejszenia tego zagrożenia tam, gdzie jest ono największe. Podobny jest też cel działań związanych z zabezpieczeniem społeczeństwa przed nadmiernym oddziaływaniem pól elektromagnetycznych. Te dwa rodzaje oddziaływań mają odniesienie do funkcjonowania farm wiatrowych. **Wprowadzone obecnie regulacje dotyczące limitów emisji hałasu i pól elektromagnetycznych oraz konieczność tworzenia map akustycznych inwestycji stanowią praktyczne wdrożenie tych zapisów *Polityki ekologicznej Polski*.**

Polityka klimatyczna Polski

Polityka klimatyczna Polski – strategii redukcji emisji gazów cieplarnianych w Polsce do 2020 r., dalej również jako *Polityka klimatyczna*, została przyjęta przez Radę Ministrów w 2003 r. Zawiera ona kierunki i strategii działań zmierzających do przeciwdziałania zmianom klimatu.

W zakresie polityki klimatycznej głównym celem dla sektora energetycznego jest redukcja emisji gazów cieplarnianych. Zgodnie z pkt. 4.1. *Polityki klimatycznej* (zob. s. 16), **jednym z głównych działań, które ma doprowadzić do osiągnięcia wyżej wymienionego celu, jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii (w tym również energii wiatru).**

W *Polityce klimatycznej* najwięcej miejsca poświęcono energetyce wiatrowej. W załączniku nr 3 – *Potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych* (zob. s. 39), w którym dokonano analizy możliwości zastosowania rozwiązań niskoemisyjnych w sektorze energetycznym za jeden z głównych elementów wykazujących potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych uznano rozwój wykorzystania odnawialnych źródeł energii, w tym energię wiatrową.

Jak stwierdza się w *Polityce klimatycznej*: „zastosowanie technologii wykorzystujących odnawialne źródła energii oraz przedsięwzięcia z zakresu poszanowania energii są najważniejszymi działaniami pozwalającymi efektywnie zredukować emisje gazów cieplarnianych. Racjonalne wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych tj. energii rzek, wiatru, promieniowania słonecznego, geotermalnej lub biomasy, jest jednym z istotnych komponentów zrównoważonego rozwoju przynoszącym wymierne efekty ekologiczno - energetyczne”. (s.39).

Ponadto, **elektrownie wiatrowe, obok elektrociepłowni spalających biomasę oraz elektrowni wodnych, zostały uznane za najbardziej perspektywiczne technologie w Polsce z punktu widzenia osiągnięcia celów w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu** (zob. s. 40).

Produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem farm wiatrowych kryje w sobie duży potencjał redukcji emisji gazów cieplarnianych, zwłaszcza przy zastępowaniu elektrowni węglowych technologiami wykorzystującymi energię wiatru (zob. s. 40).

Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

W dniu 7 grudnia 2010 r. Rada Ministrów przyjęła *Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych*, dalej również KPD OZE. Określa on krajowe cele w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w sektorze transportowym, sektorze energii elektrycznej, sektorze ogrzewania i chłodzenia w 2020 r., jak również środki, które należy podjąć dla osiągnięcia krajowych celów ogólnych w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii w wykorzystaniu energii finalnej. Uwzględnia wpływy innych polityk, w tym m.in. polityki w zakresie efektywności energetycznej na końcowe zużycie energii.

KPD OZE określa ramy współpracy między organami władzy lokalnej, regionalnej i krajowej, szacowaną nadwyżkę energii ze źródeł odnawialnych, która mogłaby zostać przekazana innym państwom członkowskim, a także inne środki, które należy podjąć w celu wypełnienia zobowiązań wynikających z dyrektywy 2009/28/WE.

KPD OZE określa założenia ogólne będące podstawą do prognozowania krajowego rozwoju odnawialnych źródeł energii do 2020 r. Jednym z podstawowych założeń (zob. pkt 10, s. 6) jest rozwój odnawialnych źródeł energii w obszarze elektroenergetyki polegający przede wszystkim na wykorzystaniu źródeł opartych na energii wiatru oraz biomasy. **Energetyka wiatrowa została zaliczona do podstawowych technologii, których rozwój uznawany jest za priorytetowy w zakresie zwiększenia wykorzystania odnawialnych źródeł energii.**

Kolejne postanowienia KPD OZE z zakresu energetyki wiatrowej odnoszą się do wiodącej roli, jaką energia uzyskiwana z wiatru pełni w procesie osiągnięcia celu zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w całkowitym bilansie energetycznym. W części Podsumowanie prognozy zawartej w *Polityce energetycznej Polski do 2030 roku* (zob. s. 6) stwierdzono, że spośród wszystkich technologii zużycia odnawialnych źródeł energii to właśnie energetyka wiatrowa zanotuje największą dynamikę wzrostową w latach 2006 - 2020 (pięćdziesięcioczekrotny wzrost).

Postęp w zakresie wykorzystania wiatru do produkcji energii elektrycznej uznano za kluczowy element systemu umożliwiający osiągnięcie 15% udziału energii ze źródeł odnawialnych w strukturze energii finalnej brutto w 2020 r. Potwierdzeniem tych założeń jest ocena szacunkowa łącznego wkładu przewidywanego dla każdej z technologii energii odnawialnej w Polsce w realizację wiążących celów na 2020 r. oraz w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w elektroenergetyce (tabela 10a, s. 139), w którym dokonano oszacowania udziału energetyki wiatrowej.

W KPD OZE dokonano podsumowania istniejących środków w zakresie promocji wykorzystania odnawialnych źródeł energii. Z punktu widzenia energetyki wiatrowej, poza ogólnymi mechanizmami wsparcia dla wszystkich odnawialnych źródeł energii, za zasadnicze wsparcie uznano specjalne zasady bilansowania handlowego dla farm wiatrowych, dzięki którym farmy te mogą zgłaszać do operatora systemu przesyłowego programy produkcji swojej energii na godzinę przed godziną rozpoczęcia produkcji. Pozostałych uczestników obowiązują inne terminy zgłaszania prognoz, a co za tym idzie potencjalne inne ryzyko możliwych odchyień (zob. s. 24).

Ponadto, do katalogu instrumentów wsparcia zaliczono między innymi możliwość uzyskania środków finansowych na budowę zakładów produkujących urządzenia do wytwarzania m.in. energii elektrycznej z wiatru w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko Rozwój Przemysłu OZE (zob. s. 28).

W KPD OZE dokonano również przeglądu istniejących regulacji prawnych dotyczących procesu inwestycyjnego związanego z budową farm wiatrowych. W pkt. 4.2.1. lit f (zob. s. 41) podkreśla się znaczenie *Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030*, która wyznacza strefy dla rozwoju energetyki wiatrowej.

W celu uszczegółowienia postanowień *Polityki energetycznej Polski do 2030 roku* w zakresie stworzenia warunków do rozwoju morskich farm wiatrowych w *Krajowym Planie Działania* przyjęto następujące sposoby realizacji działań w tym obszarze:

1. identyfikacja barier prawnych uniemożliwiających lub utrudniających budowę farm wiatrowych na morzu;
2. przygotowanie projektów zmian prawnych usuwających zidentyfikowane bariery;
3. dokonanie rozstrzygnięć odnośnie zaangażowania Polski w budowę międzynarodowej morskiej kablowej linii energetycznej (*Supergrid*), kluczowej dla rozwoju morskich farm wiatrowych;
4. wskazanie potencjalnych lokalizacji farm wiatrowych na obszarach morskich RP.

W *Uzupełnieniu do Krajowego Planu Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych* z dnia 2 grudnia 2011 r. (s. 28) podkreśla się, że jednym z wyżej wymienionych działań jest zmiana przepisów regulujących budowę morskich farm wiatrowych na Bałtyku, która nastąpiła ustawą z dnia 26 maja 2011 r. o zmianie ustawy o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. Nr 134, poz. 778).

Jak stwierdza się w *Uzupełnieniu do Krajowego Planu Działania*: „powyższa regulacja m.in. dostosowuje przepisy regulujące wydawanie pozwoleń na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń do uwarunkowań procesu inwestycyjnego w energetyce wiatrowej na morzu. Podstawowym zapisem jest wydłużenie ważności pozwolenia na realizację i wykorzystanie przedsięwzięcia z okresu 5 lat do 30 lat, gdyż przygotowywanie projektów morskich farm wiatrowych wraz z wnioskiem o pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie może trwać nawet 7 lat, mając na uwadze konieczność wykonania szeregu specjalistycznych, długotrwałych badań środowiska morskiego, niezbędnych dla uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz wykonania poprawnego projektu technicznego. Ponadto ustawa wprowadza me-

chanizm przedłużania ważności pozwolenia o kolejne 20 lat, o ile dotychczasowe wykorzystanie inwestycji było zgodne z wydanym pozwoleniem, a ponadto mechanizmy zabezpieczające przed blokowaniem lokalizacji pod projekty, które nie są realizowane. Kolejną równie istotną zmianą jest rozłożenie płatności za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń na morzu w wyłącznej strefie ekonomicznej, w taki sposób, aby uwzględniać realia finansowe przygotowania tego typu przedsięwzięć. Ustawa likwiduje ponadto ryzyko zbyt długich uzgodnień pomiędzy właściwymi organami w procesie wydawania pozwolenia na wznoszenie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń”. (s. 28).

W KPD OZE przedstawiono wizję rozwoju energetyki wiatrowej na najbliższe lata (zob. s. 175). W trzech scenariuszach zawarto różne warianty wykorzystania energii wiatrowej w zależności od planowanych wielkości zainstalowanych mocy. W scenariuszu A założono rozwój energetyki wiatrowej w tempie 200 MW rocznie do roku 2012, a po tym roku przyjęto założenie, że roczne przyrosty będą zwiększały się średniorocznie o 10%. W tym scenariuszu nie uwzględniono budowy farm wiatrowych na morzu ani rozwoju niewielkich instalacji. Jak podkreśla się w KPD OZE, scenariusz ten jest sprzeczny z założeniami *Polityki energetycznej Polski do 2030 r.* W scenariuszu B założono przyrost mocy zainstalowanej o 450 MW na rok w latach 2011 - 2020, jeśli chodzi o farmy wiatrowe na lądzie. Ponadto, przewidziano możliwość oddania do eksploatacji farmy wiatrowej na morzu o mocy 500 MW. Założono również rozwój elektrowni wiatrowych niewielkich mocy do poziomu 10 MW. Wykonalność tego scenariusza jest oceniana pozytywnie. W scenariuszu C przyjęto wariant przygotowany przez Instytut Energetyki Odnawialnej dla Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej zakładający rozwój energetyki wiatrowej w zależności od podjęcia szeregu działań, w tym przyspieszenie rozwoju infrastruktury sieciowej po roku 2013. Wykonalność tego scenariusza została oceniona negatywnie przede wszystkim ze względu na fakt, że rozwój energetyki wiatrowej w tym scenariuszu został uzależniony od m.in. takich ułatwień jak możliwość wyłączeń elementów sieciowych w zakresie niezbędnym do modernizacji i rozbudowy. Podkreśla się zwłaszcza, że ilość możliwych wyłączeń elementów sieciowych w tym okresie, przy wzroście zapotrzebowania na energię elektryczną będzie ograniczona poprzez konieczność utrzymania standardów niezawodnościowych dostaw energii dla odbiorców końcowych.

REGULACJE W ZAKRESIE ENERGETYKI

3. Ustawa Prawo Energetyczne

PODSUMOWANIE

- Na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej nałożony został obowiązek zapewnienia realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci na potrzeby podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci (w tym farm wiatrowych). Nałożono również obowiązek zapewnienia przejrzystych zasad planowania działań w tym zakresie oraz informowania o nich.
- Przedsiębiorstwa sieciowe mają możliwość odmowy wydania warunków przyłączenia z powodu braku ekonomicznych i technicznych warunków przyłączenia. Brak jest legalnej definicji braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia źródeł do sieci, co zwiększa niepewność realizacji inwestycji.
- Ochrona informacji niejawnych lub innych informacji prawnie chronionych są przesłankami umożliwiającymi odmowę przekazania informacji o funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznej przez właściwe przedsiębiorstwa. Brak jest przesłanek w sposób szczegółowy kwantyfikujących te ograniczenia. Zgodnie z innymi przepisami wymagane jest zapewnienie transparentności i przejrzystości dostępu do informacji o funkcjonowaniu sieci. Pozwala to inwestorowi na lepsze zaplanowanie inwestycji. Funkcjonujące rozwiązania dają szeroki zakres jednostronnej oceny katalogu udostępnianych danych.
- Regulacje przewidują kilka mechanizmów wsparcia energetyki wiatrowej, tj.: obowiązek zakupu świadectw pochodzenia (tzw. „zielonych certyfikatów”) lub uiszczenia opłaty zastępczej, obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej przez farmy wiatrowe przez sprzedawcę z urzędu, obowiązek przesyłu i odbioru energii elektrycznej z instalacji przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, czy też zasady rozliczenia kosztów bilansowania. Celem ich jest zapewnienie stabilnych źródeł finansowania tych inwestycji.

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. *Prawo energetyczne* (Dz. U. z 2006 r. Nr 89, poz. 625 ze zm.), dalej również ustawa PE określa ramy regulacyjne funkcjonowania rynku energii elektrycznej, w tym energii produkowanej z farm wiatrowych. Zasadnicze kwestie, których dotyczy powyższa regulacja to zasady przyłączania do sieci elektroenergetycznej, zasady dostępu do informacji o funkcjonowaniu sieci umożliwiające planowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze, jak również zasady wsparcia dla energii produkowanej przez farmy wiatrowe.

3.1. Procedura przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej

Zasady i procedurę przyłączenia farmy wiatrowej do sieci elektroenergetycznej określa ustawa PE oraz rozporządzenie systemowe.

Wniosek i przyłączenie do sieci

Na gruncie ustawy PE przyłączanie źródła wytwórczego do sieci zostało uregulowane w art. 7 ustawy PE. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci inicjuje procedurę przyłączeniową poprzez złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci (art. 7 ust. 3a ustawy PE). Przepis art. 7 ust. 3 b ustawy PE określa minimalną treść wniosku o określenie warunków przyłączenia, który powinien zawierać w szczególności oznaczenie podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, określenie nieruchomości (obiektu lub lokalu), o których mowa w art. 7 ust. 3 ustawy PE oraz informacje niezbędne do zapewnienia spełnienia wymagań technicznych określonych w art. 7a ustawy PE.

Regulacja art. 7 ust. 8d ustawy PE przewiduje ponadto, że podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV do wniosku o wydanie warunków przyłączenia dołącza w szczególności wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo, w przypadku braku takiego planu, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu dla nieruchomości określonej we wniosku, jeżeli jest ona wymagana na podstawie przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego oraz decyzja o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu powinny potwierdzać dopuszczalność lokalizacji źródła energii na terenie objętym planowaną inwestycją.

Szczegółowe wymagania w zakresie zawartości wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wykaz obowiązkowych załączników zawiera §7 rozporządzenia systemowego. Dodatkowo, oprócz generalnych wymagań dotyczących podmiotów ubiegających się o przy-

łączenie oraz wytwórców ubiegających się o przyłączenie, przepis ten zawiera szczegółowe wymagania odnoszące się do farm wiatrowych. Zgodnie z nimi, wniosek o określenie warunków przyłączenia farm wiatrowych powinien zawierać dane i informacje, o których mowa w §7 ust. 1 i 2 rozporządzenia systemowego oraz określać: liczbę jednostek wytwórczych farmy wiatrowej, typy generatorów oraz przewidywane wartości parametrów elektrycznych sieci i transformatorów wchodzących w skład instalacji i urządzeń farmy wiatrowej.

Zgodnie z §7 ust. 5 rozporządzenia systemowego, farmy wiatrowe zobowiązane są dołączyć do wniosku, dodatkowo wyciąg ze sprawozdania z badania jakości energii elektrycznej wytworzonej przez turbiny wiatrowe.

Przyłączanie do sieci farm wiatrowych jest dodatkowo uregulowane w *Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej* (dalej również IRIESP). Zgodnie z pkt. 2.2.1.2.1.5. IRIESP, wniosek o określenie warunków przyłączenia farmy wiatrowej w zakresie charakterystyki ruchowej i eksploatacyjnej powinien zawierać:

1. specyfikację techniczną turbin wiatrowych;
2. sporządzony w języku polskim wyciąg ze sprawozdania z badania jakości energii elektrycznej dostarczanej przez turbiny wiatrowe, według najnowszej obowiązującej na dzień złożenia wniosku normy;
3. charakterystykę mocy turbiny wiatrowej w funkcji prędkości wiatru (według producenta);
4. charakterystykę dostępnej mocy biernej w funkcji mocy czynnej turbiny wiatrowej.

Elementem procedury jest sporządzenie ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń na system elektroenergetyczny. Obowiązek wykonania takiej ekspertyzy dotyczy urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV. Wyznacza on minimalne progi zainstalowanych mocy przyłączanych źródeł, poniżej których ekspertyzy się nie sporządza, tj. dla jednostek wytwórczych o łącznej mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW oraz dla urządzeń odbiorcy końcowego o łącznej mocy przyłączeniowej nie większej niż 5 MW. Zgodnie z art. 8e ustawy PE, operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego zobowiązany jest do zapewnienia sporządzenia takiej ekspertyzy na potrzeby przyłączenia danej farmy wiatrowej. Koszty jej sporządzenia uwzględnia się odpowiednio w opłacie za przyłączenie, o której mowa w art. 7 ust. 8 pkt. 1 i 3 ustawy PE.

Przepisy prawa regulują terminy, w których operatorzy systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego zobowiązani są do wydania warunków przyłączenia. Od chwili złożenia kompletnego wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci przez inwestora

farmy wiatrowej, operator systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, na którego obszarze nastąpi przyłączenie, wydaje warunki przyłączenia w terminach określonych w art. 7 ust. 8g ustawy PE, tj.:

- 1) 30 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki;
- 2) 150 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia przez wnioskodawcę przyłączanego do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, a w przypadku przyłączania źródła – od dnia wniesienia zaliczki.

Finansowanie przyłączenia

Kwestię finansowania przyłączenia farmy wiatrowej do sieci reguluje art. 7 ust. 5 oraz 6 ustawy PE. **Nakłada on na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej obowiązek zapewnienia realizacji i finansowania budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie.** Przewidziano w nim, że budowę i rozbudowę odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotów ubiegających się o przyłączenie do sieci zapewnia przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii. **Wykonanie niezbędnej rozbudowy sieci elektroenergetycznej na potrzeby przyłączanych podmiotów powinno być dokonane z poszanowaniem reguł konkurencji.** Oznacza to, że usługę taką powinien móc świadczyć każdy podmiot, który zatrudnia pracowników o odpowiednich kwalifikacjach i doświadczeniu.

Kwestię opłaty za przyłączenie do sieci reguluje art. 7 ust. 8 ustawy PE. Istotny z punktu widzenia przyłączania farm wiatrowych do sieci jest art. 7 ust. 8a-8d ustawy PE, który reguluje kwestie wnoszenia zaliczki na poczet ponoszenia kosztów przyłączenia do sieci. Zadaniem tego przepisu jest przeciwdziałanie zjawisku blokowania tzw. „mocy przyłączeniowej” przez inwestorów, którzy występując z wnioskami o wydanie warunków przyłączenia farm wiatrowych blokują dostępną moc przyłączeniową. Dotyczy to zwłaszcza tych inwestorów, którzy blokują taką moc jedynie na potrzeby obrotu projektami inwestycyjnymi w farmy wiatrowe bez zamiaru realizacji inwestycji. Wnoszenie przez inwestorów zaliczek stanowić miało w ocenie projektodawców tych przepisów dodatkowy bodziec służący blokowaniu jedynie tej mocy przyłączeniowej, która będzie faktycznie wykorzystana.

Zgodnie z art. 7 ust. 8a ustawy PE, podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV wnosi zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci w wysokości 30 zł za każdy kilowat mocy

przyłączeniowej określonej we wniosku o określenie warunków przyłączenia. Jak przewiduje art. 7 ust. 8b ustawy PE, wysokość zaliczki nie może być jednak wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie może być wyższa niż 3 mln zł. W przypadku, gdy wysokość zaliczki przekroczy wysokość opłaty za przyłączenie do sieci, różnica między wysokością wniesionej zaliczki, a wysokością tej opłaty podlega zwrotowi wraz z ustawowymi odsetkami liczonymi od dnia wniesienia zaliczki. Zaliczkę wnosi się w ciągu 14 dni od dnia złożenia wniosku o określenie warunków przyłączenia, pod rygorem pozostawienia wniosku bez rozpatrzenia (art. 7 ust. 8c ustawy PE). Pobrana zaliczka ulega zwróceniu, jeśli spełnią się przesłanki przewidziane w art. 7 ust. 8j pkt 1 i 3 ustawy PE albo w przypadku wydania warunków przyłączenia po terminie nastąpi wypłata odsetek od wniesionej zaliczki liczonych za każdy dzień zwłoki w wydaniu tych warunków art. 7 ust. 8j pkt 2 ustawy PE.

Brak technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia

Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy PE, **operatorzy systemów przesyłowego i dystrybucyjnego są zobowiązani zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci, jeśli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia. W regulacjach prawnych brak jest legalnej definicji technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia.**

Brak technicznych warunków przyłączenia należy rozumieć, jako techniczną przeszkodę o charakterze trwałym, niedającą się usunąć – pomimo podjęcia prób w tym celu – przynajmniej na etapie rozpatrywania wniosku o przyłączenie. Muszą istnieć obiektywne, niedające się usunąć przeszkody uniemożliwiające realizację inwestycji mającej na celu przyłączenie ubiegającego się o zawarcie umowy, aby można było mówić o braku warunków technicznych przyłączenia. Przesłanki tej nie spełnia brak warunków technicznych przyłączenia, który sprowadza się na przykład do trudności technicznych wynikających z konieczności dokonania dodatkowych inwestycji w sieci.

Brak warunków ekonomicznych jest uważany za przesłankę, która może być podstawą odmowy jedynie w wyjątkowych sytuacjach. **Konieczność dokonania inwestycji, nawet znacznych rozmiarów, nie oznacza, że brak jest ekonomicznych warunków przyłączenia.** Działalność operatora systemu elektroenergetycznego jest działalnością regulowaną. Taryfy jego uwzględniają zakładane plany rozwoju. Tym samym, jeżeli rozbudowa sieci jest ujęta w planach rozwoju nie można uznać, iż brak jest ekonomicznych warunków przyłączenia. Istnienie ekonomicznych warunków przyłączenia nie jest również uzależnione od istnienia inwestycji w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego. Jeżeli inwestycja nie jest ujęta w planach rozwoju, operator systemu elektroenergetycznego świadcząc usługi w ogólnym inte-

resie gospodarczym oraz wypełniając zobowiązania z art. 16 ust. 1 ustawy PE, powinien ująć takie inwestycje w modyfikowanych planach rozwoju. Dopiero w sytuacji, gdy taka inwestycja w sieć elektroenergetyczną nie będzie zaakceptowana przez krajowy organ regulacyjny można rozważyć, na ile jej realizacja jest ekonomicznie uzasadniona. Brak takiego ujęcia w planach rozwoju, a tym samym w taryfie operatora systemu elektroenergetycznego również nie powinien skutkować brakiem ekonomicznych warunków przyłączenia, a jedynie koniecznością dokonania analizy ekonomicznej, opartej np. na zdyskontowanych przepływach pieniężnych celem oceny ekonomicznej opłacalności inwestycji. Taka analiza powinna być podstawą oceny ekonomicznej opłacalności inwestycji przy danych założeniach partycypacji podmiotu zainteresowanego przyłączeniem. To nie wyklucza również możliwości dokonania takiej inwestycji przy innych założeniach gospodarczych.

W praktyce jednak przesłanka braku istnienia technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia traktowana jest rozszerzająco przez przedsiębiorstwa sieciowe powodując trudności z przyłączeniem farm wiatrowych do sieci. Większa precyzja zapisów prawnych w tym zakresie mogłaby zapewnić transparentność procesu przyłączenia do sieci.

Wydane przez przedsiębiorstwo energetyczne warunki przyłączenia spełniają kilka funkcji. Po pierwsze, stanowią potwierdzenie przez przedsiębiorcę energetycznego istnienia technicznych i ekonomicznych warunków do przyłączenia farmy wiatrowej. Po drugie, stanowią zaproszenie do złożenia przedsiębiorstwu energetycznemu oświadczenia woli przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, które powoduje po stronie przedsiębiorstwa energetycznego obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie do sieci o treści zgodnej z tymi warunkami technicznymi oraz na warunkach przewidzianych w projekcie umowy przyłączeniowej, która jest dołączona do warunków przyłączenia. W końcu, stanowi realizację publicznoprawnego obowiązku przedsiębiorstwa energetycznego prowadzenia działalności koncesjonowanej zgodnie z przepisami, które nakładają obowiązek przyłączania podmiotów do sieci, zawieranie umów o przyłączeniu do sieci określonych przez siebie, ale podlegających negocjacji z drugą stroną (zob.: SOKIK wyroku z dnia 25.06.2009 r. sygn. akt XVII AmE 205/08).

W zakresie finansowania przyłączenia farmy wiatrowej do sieci istotne są regulacje art. 7 ust. 9 ustawy PE, który stwierdza, że w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych za przyłączenie do sieci, przedsiębiorstwo energetyczne może ustalić opłatę w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci w umowie o przyłączenie do sieci.

Ponadto art. 7 ust. 10 ustawy PE stanowi, że koszty wynikające z nakładów na realizację przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie, w zakresie, w jakim zostały pokryte wpływami z opłat za przyłączenie do sieci, o których mowa w art. 7 ust. 8 i 9 ustawy PE, nie stanowią podstawy do ustalania w taryfie stawek opłat za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej.

Obowiązki informacyjne

Przepis art. 7 ust. 8l ustawy PE przewiduje istotne z punktu widzenia inwestora farmy wiatrowej obowiązki w zakresie uzyskiwania informacji od przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej, które dotyczą możliwości przyłączania nowych podmiotów do sieci. Przedsiębiorstwa te mają obowiązek sporządzać informacje dotyczące:

1. podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, lokalizacji przyłączeń, mocy przyłączeniowej, rodzaju instalacji, dat wydania warunków przyłączenia, zawarcia umów o przyłączenie do sieci i rozpoczęcia dostarczania energii elektrycznej;
2. wartości łącznej dostępnej mocy przyłączeniowej dla źródeł, a także planowanych zmian tych wartości w okresie kolejnych 5 lat od dnia ich publikacji, dla całej sieci przedsiębiorstwa o napięciu znamionowym powyżej 1 kV z podziałem na stacje elektroenergetyczne lub ich grupy wchodzące w skład sieci o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym; wartość łącznej mocy przyłączeniowej jest pomniejszana o moc wynikającą z wydanych i ważnych warunków przyłączenia źródeł do sieci elektroenergetycznej.

Udostępnienie tych informacji jest ograniczone. Jeżeli przedsiębiorstwo udostępniające powyższe informacje jednostronnie uzna, iż stanowią one informację chronioną na podstawie ustawy o ochronie informacji niejawnych lub stanowią informację prawnie chronioną na podstawie innych przepisów, może odmówić przekazania takiej informacji.

Informacje te przedsiębiorstwo aktualizuje co najmniej raz na kwartał, uwzględniając dokonaną rozbudowę i modernizację sieci oraz realizowane i będące w trakcie realizacji przyłączenia oraz zamieszcza na swojej stronie internetowej.

Publikowanie tych informacji ma na celu zapewnienie transparentności i przejrzystości w tym zakresie, aby inwestorzy w źródła energii elektrycznej mogli racjonalnie planować swoje działania. Brak wypełnienia tego obowiązku zagrożony jest karą, zgodnie z art. 56 ust. 1 pkt 1c ustawy PE.

Plany rozwoju sieci operatorów systemu przesyłowego i dystrybucyjnego

Zgodnie z art. 16 ustawy PE przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej sporządzają dla obszaru swojego działania plany rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną uwzględniając miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego albo kierunki rozwoju gminy określone w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy. Plan taki, w zakresie zapotrzebowania na energię elektryczną, sporządza się na okresy nie krótsze niż 5 lat, zaś prognozy dotyczące stanu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej na okresy nie krótsze niż 15 lat.

Z powyższego przepisu wynikają następujące konsekwencje. Po pierwsze, rozbudowa sieci na potrzeby przyłążeń jest wyłącznym obowiązkiem operatora systemu elektroenergetycznego, który opracowuje, zgodnie z art. 16 ust. 1 ustawy PE, plany rozwoju sieci. Podmiot ubiegający się o przyłączenie nie ma wpływu na treść tych planów. Plan rozwoju nie ujmuje w swoim stopniu szczegółowości poszczególnych inwestycji związanych z konkretnymi przyłączeniami. Prezes URE, uzgadniając plan rozwoju, uzgadnia nakłady inwestycyjne ogółem, nie ingerując w strukturę finansowania planowanych inwestycji. Operator systemu elektroenergetycznego nie może przewidzieć w wieloletnim planie rozwoju wszystkich przyszłych wniosków o przyłączenie. Plany rozwoju podlegają zatem korektom, za których wprowadzenie odpowiedzialny jest właśnie operator systemu elektroenergetycznego (zob.: wyrok S.A. VI ACa 1142/09). Operator taki powinien ująć nowe wnioski przyłączeniowe w aktualizacji planu rozwoju. Nieuwzględnienie inwestycji w planie rozwoju nie wpływa na ocenę istniejących warunków ekonomicznych dla wykonania przyłączenia, gdyż plan rozwoju określa zarówno obecne, jak i przyszłe zapotrzebowanie na energię, a zarówno taryfy, jak i plan rozwoju mogą być zmieniane i aktualizowane. Po drugie, nawet, jeśli określone inwestycje w sieci nie są uwzględnione w aktualnym planie rozwoju, nie stanowi to przeszkody dla uwzględnienia kosztów wynikających z tych inwestycji w kolejnych taryfach oraz aktualizowanych planach rozwoju. Po trzecie, stanowisko dotyczące niemożności ponoszenia określonych inwestycji w sieci z powodu braku ich uwzględnienia w aktualnym planie rozwoju czy też jego projekcie nie uwzględnia kwestii optymalizacji kosztów finansowania inwestycji. Ustalenie przez operatora systemu elektroenergetycznego poziomu nakładów nie oznacza, że nie może on realizować inwestycji na poziomie wyższym od uzgodnionego w planie rozwoju, np. w ramach środków pozyskanych z rynku kapitałowego, zwiększenia efektywności funkcjonowania przedsiębiorstwa lub racjonalizacji procesu inwestycyjnego. Dokonanie właściwego wyboru w tym zakresie zależy od decyzji tego operatora. Brak podejmowania działań nie powinno powodować negatywnych konsekwencji dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie. W końcu, plany rozwoju nie

powinny stanowić same w sobie przeszkody dla przyłączania nowych źródeł wytwórczych tylko dlatego, że inwestycja w określoną rozbudowę sieci nie jest ujęta w ich aktualnym brzmieniu. Brak takiego ujęcia nie oznacza, że nie może być ona sfinansowana w ramach tego planu. Dodatkowo, jeżeli okazałoby się, że w stosunku do innych inwestycji w pobliżu nastąpiło przyłączenie do sieci można mówić o pewnej wybiórczości w posługiwaniu się planem rozwoju.

Reasumując, plany rozwoju mają szczególne znaczenie dla planowania inwestycji w odnawialne źródła energii. Pokazują one w skoordynowany sposób kierunki rozwoju inwestycji infrastrukturalnych niezbędnych dla rozwoju energetyki odnawialnej. Istnienie takich planów daje inwestorom w farmy wiatrowe możliwość wstępnej analizy możliwości podłączenia w określonym punkcie sieci.

3.2. Mechanizmy wsparcia dla energetyki wiatrowej

Regulacje prawa krajowego przewidują kilka mechanizmów wsparcia energetyki odnawialnej, w tym również energetyki wiatrowej. Mechanizmy te można podzielić na poniższe grupy:

1. obowiązek zakupu świadectw pochodzenia (tzw. „zielonych certyfikatów”) lub uiszczenia opłaty zastępczej przez określone w art. 9a ust. 1a ustawy PE podmioty;
2. obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej przez farmy wiatrowe przez sprzedawcę z urzędu;
3. obowiązek przesyłu i odbioru energii elektrycznej z instalacji przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej;
4. obowiązek rozliczenia kosztów bilansowania farm wiatrowych pośrednio przez odbiorców energii;
5. inne mechanizmy wsparcia.

Poniżej przedstawione zostaną szczegółowe uregulowania dotyczące tych mechanizmów. Jeżeli nie zostało to napisane wprost, dany mechanizm wsparcia ma zastosowanie do każdego źródła energii odnawialnej.

3.2.1. Obowiązek zakupu świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej

Wsparcie dla energetyki odnawialnej, w tym energetyki wiatrowej, w postaci obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia jest uregulowane w ustawie PE oraz w rozporządzeniu OZE.

Zgodnie z art. 9e ust. 1 ustawy PE świadectwo pochodzenia stanowi potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii. Świadectwo takie wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii, złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło. Zgodnie z art. 9e ust. 2 ustawy PE świadectwo pochodzenia zawiera: nazwę i adres producenta energii odnawialnej, określenie lokalizacji, rodzaju i mocy odnawialnego źródła energii, dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia, określenie okresu, w którym energia została wytworzona, wskazanie podmiotu, który będzie organizował obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectwa pochodzenia.

Na podstawie art. 9e ust. 6 ustawy PE, prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy w rozumieniu art. 2 pkt. 2 lit d ustawy o giełdach towarowych. Powyższe prawa majątkowe powstają z chwilą ich zapisania w rejestrze prowadzonym przez giełdę towarową lub inny podmiot organizujący obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia. Podstawą wpisu jest informacja przekazana przez Prezesa URE.

Przepis art. 9a ust. 1a ustawy PE określa enumeratywnie podmioty zobowiązane do użytkowania i przedstawiania do umorzenia Prezesowi URE świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej. Należą do nich przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej lub jej obrotem i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym, odbiorca końcowy będący członkiem giełdy towarowej w rozumieniu o giełdach towarowych, towarowe domy maklerskie lub domy maklerskie, w odniesieniu do transakcji realizowanych na zlecenie odbiorców końcowych na giełdzie towarowej lub na rynku organizowanym przez podmiot prowadzący na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej rynek regulowany.

Opłata zastępcza obliczana jest według wzoru określonego w art. 9a ust. 2 ustawy PE. Podlega ona corocznej waloryzacji, zgodnie z art. 9a ust. 4 ustawy PE. Stanowi ona przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Zgodnie z rozporządzeniem OZE obowiązek uzyskania i przedstawienia prezesowi URE do umorzenia świadectw pochodzenia albo uiszczenia opłaty zastępczej uznaje się za spełniony, jeżeli za dany rok udział ilościowy sumy energii elektrycznej wynikającej ze świadectw pochodzenia, które przedsiębiorstwo energetyczne przedstawiło do umorzenia lub z uiszczonej przez przedsiębiorstwo energetyczne opłaty zastępczej, w wykonanej całkowitej rocznej sprzedaży energii elektrycznej przez to przedsiębiorstwo odbiorcom końcowym, wynosi nie mniej niż określone wielkości określone w § 3 rozporządzenia OZE. **Tytułem przykładu, wielkości te wynoszą odpowiednio: 10,4 % w 2012 r., 10,9 % w 2013 r., 11,4 % w 2014 r., 11,9 % w 2015 r., 12,4 % w 2016 r. oraz 12,9 % w 2017 r⁸.**

Z punktu widzenia przedsiębiorstw zobowiązanych do uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectwa pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej istotny jest §15 ust. 1 rozporządzenia OZE, zgodnie z którym koszty uzasadnione uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia albo poniesienia opłaty zastępczej uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach przedsiębiorstw energetycznych realizujących te obowiązki, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez dane przedsiębiorstwo energetyczne odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami.

3.2.2. Obowiązek zakupu wytworzonej energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu

Na podstawie art. 9a ust. 6 ustawy PE, sprzedawca z urzędu, tj. przedsiębiorstwo energetyczne posiadające koncesję na obrót energią elektryczną, świadczące usługi kompleksowe odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, niekorzystającym z prawa wyboru sprzedawcy, jest obowiązane w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy PE do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie. Zakup energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii przez sprzedawcę z urzędu odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym.

Zgodnie z § 13 rozporządzenia OZE obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, o którym mowa w art. 9a ust. 6 ustawy PE, uznaje się za spełniony, jeżeli sprzedawca z urzędu zakupił całą oferowaną mu ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii, przyłączonych do sieci elektroenergetycznej znajdującej się w obszarze działania tego sprzedawcy. Według § 16 ust. 1 rozporządzenia OZE koszty zakupu energii elektrycznej ponoszone w związku z realizacją tego obowiązku uwzględnia się w kalkulacji cen ustalanych w taryfach sprzedawców z urzędu, przyjmując, że jednostka energii elektrycznej sprzedawana przez danego sprzedawcę z urzędu odbiorcom końcowym jest w tej samej wysokości obciążona tymi kosztami. Przy tym kosztami uwzględnianymi w taryfach są koszty zakupu energii elektrycznej po średniej cenie rynku konkurencyjnego ogłaszanej przez Prezesa URE na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18 lit. b ustawy PE.

Wytwórca energii elektrycznej w farmie wiatrowej nie jest zobligowany do oferowania energii po z góry ustalonej cenie (tj. po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim roku kalendarzowym) jedynie sprze-

dawcy z urzędu. Może on swobodnie oferować energię na rynku. Sprzedawca z urzędu zobowiązany jest do zakupu tej energii jedynie w sytuacji przedstawienia mu stosownej oferty przez wytwórcę energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii. Obowiązek sprzedawcy z urzędu w tym zakresie dotyczy jedynie oferowanej mu energii elektrycznej, a nie całej wytworzonej na jego terenie przez wytwórcę z odnawialnego źródła energii. Zgodnie z § 13 rozporządzenia OZE, obowiązek zakupu energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii uznaje się za spełniony, jeżeli sprzedawca z urzędu zakupił całą oferowaną mu ilość energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych do sieci elektroenergetycznej znajdującej się na obszarze działania tego sprzedawcy.

3.2.3. Obowiązek przesyłu i odbioru energii elektrycznej z instalacji przyłączonych bezpośrednio do sieci przesyłowej i dystrybucyjnej

Przepis art. 9c ust. 6 ustawy PE nakłada na operatora systemu przesyłowego i dystrybucyjnego obowiązek zapewnienia podmiotom wytwarzającym energię elektryczną w odnawialnych źródłach energii pierwszeństwo w świadczeniu usług przesyłania lub dystrybucji tej energii, z zachowaniem niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. W ten sposób właściwy operator systemu elektroenergetycznego jest zobowiązany do zagwarantowania niedyskryminacyjnego dostępu do własnej sieci podmiotom, które zażądają świadczenia na jego rzecz usług przesyłowych lub dystrybucyjnych. Jedyną przesłanką usprawiedliwiającą ograniczenie dostępu do sieci może być zachowanie niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego, jednakże operator musi przy tym wykazać, że w inny sposób nie można było zagwarantować niezawodności lub bezpieczeństwa pracy systemu.

Oznacza to, że z żądaniem przesyłu lub dystrybucji może wystąpić zarówno wytwórca, odbiorca oraz inne przedsiębiorstwo energetyczne, np. przedsiębiorstwo obrotu. Jednocześnie operator jest zobowiązany do zapewnienia pierwszeństwa, czyli prawa do przesyłu lub dystrybucji tej energii przed energią elektryczną wyprodukowaną w innych technologiach. Jedynym kryterium, które może usprawiedliwiać ograniczenie dostępu do sieci elektroenergetycznej jest zachowanie niezawodności i bezpieczeństwa krajowego systemu elektroenergetycznego. Przy czym, jeśli właściwy operator sieci elektroenergetycznej będzie chciał z tego ograniczenia skorzystać, będzie musiał wykazać, że w inny sposób nie można było zagwarantować niezawodności pracy systemu lub bezpieczeństwa jego pracy. Zgodnie z art. 56 ustawy PE, kara pieniężna może zostać nałożona także w sytuacji, gdy określony podmiot, będąc operatorem systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, nie realizuje swoich obowiązków również w tym zakresie.

3.2.4. Obowiązek rozliczenia kosztów bilansowania farm wiatrowych

Zgodnie z art. 9 ust. 5 i 6 ustawy PE zakres, warunki i sposób bilansowania źródeł wykorzystujących energię wiatru, znajdujących się na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, określa się odmiennie niż dla pozostałych źródeł energii. Przy bilansowaniu tych źródeł należy uwzględnić udział energii elektrycznej wytworzonej w źródłach wykorzystujących energię wiatru w ilości energii elektrycznej wytworzonej w kraju oraz czas, w jakim należy dokonać zgłoszenia umów sprzedaży energii elektrycznej do realizacji operatorom systemu elektroenergetycznego w stosunku do okresu, którego one dotyczą. Koszty wynikające ze stosowania dla źródeł wykorzystujących energię wiatru odmiennego bilansowania uwzględnia się w kosztach stanowiących podstawę do kalkulacji stawek opłat przesyłowych w taryfie operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego. Zgodnie z § 22 rozporządzenia systemowego operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego umożliwia tworzenie jednostek grafikowych dla źródeł lub grup źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru i prowadzi rozliczanie niezbilansowanej energii elektrycznej dostarczonej i pobranej z systemu dla wszystkich tych jednostek. Centralny mechanizm bilansowania handlowego, w zakresie bilansowania źródeł energii elektrycznej wykorzystujących energię wiatru, umożliwia korektę planowanej ilości energii elektrycznej dostarczanej do sieci, nie później niż na 2 godziny przed godzinowym okresem jej wytworzenia. Szczegółowe zasady zgłaszania programów pracy dla jednostek wytwórczych wykorzystujących energię wiatru określone zostały w pkt. 3.1.10 IRIESP.

3.2.5. Inne elementy wsparcia

Instrumenty wsparcia o charakterze finansowym mają za zadanie obniżenie kosztów działalności producenta energii ze źródeł odnawialnych oraz bycie zachętą do inwestowania i korzystania z odnawialnych źródeł energii. W odniesieniu do odnawialnych źródeł energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW ustawodawca wprowadził m.in. zwolnienie z opłaty ponoszonej w momencie wpisu lub zmiany w rejestrze świadectw pochodzenia, zwolnienie z opłaty skarbowej za wydanie świadectw pochodzenia, zwolnienie z opłaty skarbowej za wydanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii oraz zwolnienie z opłaty skarbowej za czynności urzędowe związane z prowadzeniem rejestru, o którym mowa w art. 9p ust. 1. ustawy PE (art. 9e ust. 18 ustawy PE). Powyższe zwolnienia dotyczą nie tylko farm wiatrowych, ale również innych jednostek wytwarzających energię elektryczną z odnawialnych źródeł energii.

8. Powyższy poziom może ulec podwyższeniu, gdyż projekt stosownego rozporządzenia zmieniającego powyższe rozporządzenie jest w trakcie notyfikacji Komisji Europejskiej. Po akceptacji Komisji Europejskiej przyszłe poziomy udziału ilościowego OZE mogą wynosić: 10,4% (2012); 12,0% (2013); 13,0% (2014); 14,0% (2015); 15,0% (2016); 16,0% (2017); 17,0% (2018); 18,0% (2019); 19,0% (2020); 20,0% (2021).



4. Projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii

PODSUMOWANIE

- Określono zasady wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii elektrycznej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii, wprowadzając częściowo odmienne regulacje w zależności od wielkości mocy zainstalowanej. Wprowadza to odmienne traktowanie farm wiatrowych w zależności od wielkości mocy zainstalowanej.
- Wprowadzono odmienne zasady i warunki przyłączenia do sieci instalacji odnawialnego źródła energii w zależności od wielkości mocy przyłączeniowej. Zasady te upraszczają przyłączanie do sieci mikrogeneracji. Wprowadzono szerszy zakres obowiązków dla operatorów systemów, których infrastruktura uniemożliwia przyłączania nowych źródeł do sieci z uwagi na brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia. Rozwiązania te zapewnić mają większą przewidywalność możliwości przyłączenia do sieci.
- Wprowadzono mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej oraz zasady dotyczące gwarancji pochodzenia dla energii elektrycznej wytworzonej w tych instalacjach. Powyższe mechanizmy odmiennie traktują wsparcie dla mikrogeneracji i małej generacji, a odmiennie dla pozostałych źródeł wiatrowych. Dodatkowo wprowadzono poziom wsparcia, którego celem jest uzależnienie poziomu wsparcia od poziomu rentowności danej technologii.
- Jednym z elementów projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii powinno być powstrzymanie tego proceduru poprzez ograniczenie wsparcia w postaci braku świadectw pochodzenia dla instalacji starych, zamortyzowanych elektrowni wiatrowych demontowanych w wyniku *repoweringu* i instalowanych w Polsce.
- Brak jest rozwiązań prawnych, które wspierałyby inwestycje w nowoczesne technologie wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii, podobne do tych istniejących w niektórych innych państwach członkowskich Unii Europejskiej. Obecne rozwiązania prawne w zakresie systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii promują pośrednio najtańsze rozwiązania technologiczne, a zatem często technologie demontowane w innych państwach członkowskich, w których wspiera się rozwój technologiczny i innowacyjność, a następnie montowane w Polsce.

Promocja wytwarzania energii elektrycznej z odnawialnych źródeł (w tym energii elektrycznej produkowanej przez farmy wiatrowe) jest jednym z podstawowych celów polityki energetycznej Unii Europejskiej. Cel ten został ostatecznie potwierdzony wraz z dodaniem na mocy Traktatu z Lizbony do prawa pierwotnego Unii Europejskiej formalnej podstawy prowadzenia unijnej polityki energetycznej.

Zgodnie z art. 194 ust. 1 lit. c Traktatu o funkcjonowaniu Unii Europejskiej (dalej również „TFUE”): „w ramach ustanawiania lub funkcjonowania rynku wewnętrznego oraz z uwzględnieniem potrzeby zachowania i poprawy stanu środowiska, polityka Unii w dziedzinie energetyki ma na celu, w duchu solidarności między Państwami Członkowskimi (...) wspieranie efektywności energetycznej i oszczędności energii, jak również rozwoju nowych i odnawialnych form energii”.

Powyższy cel strategiczny w zakresie dotyczącym farm wiatrowych przełożony został na rozwiązania prawne wtórnego prawa Unii Europejskiej, w ramach których powyższy cel jest realizowany, tj.: dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 5.6.2009, s. 16). Dyrektywa ta ustanowiła wspólne ramy dla promowania energii ze źródeł odnawialnych. Określiła obowiązkowe krajowe cele ogólne w odniesieniu do całkowitego udziału energii ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto i w odniesieniu do udziału energii ze źródeł odnawialnych w transporcie. Wprowadziła możliwe do zastosowania przez państwa członkowskie systemy wsparcia oraz zasady dostępu energii ze źródeł odnawialnych do sieci elektroenergetycznej.

Polska zobowiązana była do wdrożenia przepisów tej dyrektywy do 5 grudnia 2010 r. Zaproponowany przez Ministra Gospodarki projekt ustawy o odnawialnych źródłach energii z dnia 20 grudnia 2011 r. miał na celu wdrożenie tej dyrektywy. Uwagi zgłoszone podczas konsultacji międzyresortowych oraz społecznych spowodowały konieczność powtórnego przygotowania projektu tej ustawy. W lipcu 2012 r., **Ministerstwo Gospodarki przedstawiło projekt ustawy z dnia 26 lipca 2012 r. o odnawialnych źródłach energii**, dalej również „projekt ustawy o OZE”. Poniższa analiza oparta jest na tym właśnie projekcie. Możliwe są dalsze zmiany tego aktu prawnego w procedurze legislacyjnej, jednakże niniejsza analiza skupia się na ramowych kwestiach wynikających z tego aktu prawnego. Nie może być ona traktowana jako ostateczna i kompletna.

Obowiązki rejestracyjne

Wytwarzania energii elektrycznej z OZE wymaga uzyskania koncesji zgodnie z ustawą PE (art. 3 projektu ustawy o OZE), za wyjątkiem m.in. mikroinstalacji i małej instalacji, gdzie koncesja nie jest wymagana.

Wytwarzanie energii elektrycznej z OZE jest traktowane jako działalność gospodarcza w rozumieniu ustawy z dnia 2 lipca 2004 r. o swobodzie działalności gospodarczej (Dz. U. z 200 4.r Nr 173, poz. 1807, tj. z dnia 14 października 2010 r., Dz. U. z 2010 r. Nr 220, poz. 1447, ze zm.), za wyjątkiem mikroinstalacji, wytwarzającej energię elektryczną w celu zużycia na potrzeby własne lub sprzedaż nadwyżek (wyjątek nie obejmuje małych instalacji).

Odmienne są warunki formalne dla mikroinstalacji i małej instalacji

Mikroinstalacją jest instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej do 40 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej, lub chłodniczej do 70 kW, z wyłączeniem instalacji służącej do wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z biogazu rolniczego. Wytwórca energii elektrycznej w mikroinstalacji jest zobowiązany do pisemnego poinformowania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, na którego obszarze działania ma zostać przyłączona mikroinstalacja, o lokalizacji, rodzaju i mocy zainstalowanej mikroinstalacji. (art. 4 projektu ustawy o OZE).

Mała instalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 40 kW do 200 kW lub zainstalowanej łącznej mocy cieplnej, lub chłodniczej powyżej 70 kW do 300 kW, z wyłączeniem instalacji służącej do wytwarzania biogazu rolniczego, lub wytwarzania energii elektrycznej, ciepła lub chłodu z biogazu rolniczego. Wytwarzanie energii elektrycznej w małej instalacji jest działalnością regulowaną i wymaga wpisu do rejestru wytwórców wykonujących działalność gospodarczą w zakresie małych instalacji. Rejestr ten prowadzi Prezes URE.

Wytwórca energii elektrycznej w małej instalacji obowiązany jest posiadać tytuł prawny do obiektów budowlanych, na których będzie umieszczona instalacja; do małej instalacji, oraz jest obowiązany dysponować odpowiednimi obiektami, które umożliwią prawidłowe wytwarzanie energii elektrycznej w małej instalacji (art. 7 projektu ustawy o OZE).

System wsparcia

System wsparcia obejmuje:

1. obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE (w tym farm wiatrowych) w mikroinstalacji i małej instalacji przez sprzedawcę z urzędu;
2. obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE (w tym farm wiatrowych) przez sprzedawcę z urzędu w pozostałych instalacjach OZE;
3. obowiązek posiadania świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej;
4. odmienne zasady przyłączania do sieci;
5. zwolnienie z opłat.

Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE (w tym farm wiatrowych) w mikroinstalacji i małej instalacji przez sprzedawcę z urzędu

Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE przez sprzedawcę z urzędu został rozdzielony w zależności od tego, z jakiego źródła pochodzi energia elektryczna, do której zakupu jest zobowiązany sprzedawca z urzędu. Sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupić energię elektryczną wytworzoną w m.in. mikroinstalacji i w małej instalacji. W katalogu instalacji odnawialnych źródeł energii objętych wyżej wymienionym obowiązkiem zamieszczono **instalację wykorzystującą energię wiatru na lądzie o zainstalowanej mocy elektrycznej do 200 kW**.

Cena zakupu energii elektrycznej wytworzonej w powyższych instalacjach zostanie określona przez ministra właściwego do spraw gospodarki w drodze rozporządzenia do dnia 30 listopada danego roku na kolejny rok kalendarzowy. Cena zakupu takiej energii elektrycznej nie może być niższa niż suma ceny zakupu energii elektrycznej określona w art. 38 ust. 1 i 2 projektu ustawy o OZE (198,90 zł/MWh plus waloryzacja) oraz równowartości opłaty zastępczej skorygowanej współczynnikiem korekcyjnym dla odpowiedniej technologii. Przepis art. 129 projektu ustawy o OZE ustala stałą cenę jednostkową w odniesieniu do instalacji wykorzystującej **energię wiatru na lądzie zainstalowanej mocy elektrycznej do 200 kW na lata 2013 i 2014 na poziomie 0,65 za 1 kWh**.

Koszt zakupu energii elektrycznej z OZE przez sprzedawcę z urzędu będzie refakturowany na Zarządcę Rozliczeń S.A. (spółka zależna od PSE-Operator S.A.).

Sprzedawca z urzędu ma obowiązek zakupu energii elektrycznej **po stałej cenie przez okres kolejnych 15 lat, liczony od dnia oddania do użytkowania tej instalacji** (liczy się też moment wprowadzania energii elektrycznej do sieci). Obowiązek ten nie może trwać jednak dłużej niż do dnia 31 grudnia 2027 r. (art. 130 projektu ustawy o OZE).

Obowiązek zakupu energii elektrycznej z OZE (w tym farm wiatrowych) przez sprzedawcę z urzędu w pozostałych instalacjach OZE

Drugi rodzaj obowiązkowego zakupu energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnych źródeł energii przez sprzedawcę z urzędu został uregulowany w art. 38 projektu ustawy o OZE. Przepis ten dotyczy energii elektrycznej wytworzonej przez instalacje odnawialnego źródła energii przyłączone do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie lub wytworzonej w mikroinstalacji bądź małej instalacji w cenie 198,90 zł za 1 MWh. Powyższa cena zakupu energii elektrycznej podlega corocznej waloryzacji średniorocznym wskaźnikiem cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem z roku poprzedniego (art. 33 ust. 2 projektu ustawy o OZE). Cena zakupu energii elektrycznej nie może być jednak wyższa niż średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym, ogłoszona przez Prezesa URE na podstawie regulacji przewidzianej w projekcie ustawy – *Prawo energetyczne*. Obowiązek zakupu energii elektrycznej, o którym mowa powyżej, powstaje od dnia wprowadzenia energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej.

Nowością jest przepis art. 41 projektu ustawy o OZE. Przepis art. 41 ust. 3 projektu ustawy o OZE zakłada, że wytwórca OZE (w tym farmy wiatrowej), który sprzedaje wytworzoną energię sprzedawcy z urzędu po cenie wyższej niż określona w art. 38 projektu ustawy o OZE, nie otrzyma świadectwa pochodzenia. Istota tego przepisu sprowadza się do tego, iż gwarantowany jest zakup energii elektrycznej przez sprzedawcę z urzędu po określonej cenie. Sprzedaż energii po wyższej cenie rodzi sytuację, kiedy wytwórca z OZE nie może dostać dodatkowego wsparcia w postaci świadectw pochodzenia. Przepis ten nie jest jednak czytelny, budzi kontrowersje i wymagać będzie zmian. Patrząc na całokształt przepisów dotyczących cen energii z OZE i śledząc przekazy dotyczące intencji ustawodawczych, może on być rozumiany w sposób mający na celu stworzenie monopolu zakupowego energii z OZE przez sprzedawcę z urzędu. Dyskryminuje niezależnych wytwórców z OZE wobec wytwórców zintegrowanych pionowo w grupach energetycznych. Tak więc zapis usuwa energię z OZE z rynku konkurencyjnego energii elektrycznej, z rynku giełdowego i platform obrotu. W sposób istotny ogranicza konkurencję na rynku energii elektrycznej wbrew polityce państwa i przepisom wspólnotowym.

Obowiązek posiadania świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej

Zgodnie z art. 41 ust. 1 projektu ustawy o OZE świadectwo pochodzenia jest potwierdzeniem wytworzenia energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii w instalacji

odnawialnego źródła energii. Istotny jest zapis regulacji art. 41 ust. 3, który przewiduje, że świadectwo pochodzenia nie przysługuje, jeżeli sprzedaż energii elektrycznej wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii, przyłączonej do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej, znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania sprzedawcy z urzędu, oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, następuje po cenie wyższej niż cena zakupu określona w art. 38, a więc po cenie wyższej niż 198, 90 zł za 1 MWh.

Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek zainteresowanych przedsiębiorstw energetycznych, określonych w art. 42 ust. 1 (m.in. koncesjonowanego wytwórcy energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii; wytwórcy w zakresie małych instalacji), złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się instalacja odnawialnego źródła energii w terminie 30 dni od dnia otrzymania wniosku. Treść oraz niezbędne wymagania co do wniosku zostały uregulowane w art. 42 ust. 2 i 3 projektu ustawy o OZE.

Podmioty uprawnione do składania wniosków, m.in. koncesjonowany wytwórca energii elektrycznej w instalacji odnawialnego źródła energii, przedkładają wniosek o wydanie świadectwa pochodzenia dla energii elektrycznej operatorowi systemu elektroenergetycznego w terminie 45 dni od dnia zakończenia okresu wytworzenia danej ilości energii elektrycznej objętej wnioskiem. Operator systemu musi przekazać Prezesowi URE wniosek, wraz z potwierdzeniem danych dotyczących ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, w terminie 14 dni od jego otrzymania.

Treść świadectwa pochodzenia została uregulowana w art. 43 projektu ustawy o OZE, który przewiduje, że takie świadectwo określa m.in. nazwę i adres wytwórcy; numer koncesji; dane dotyczące ilości energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii; okres, w którym została wytworzona energia; wskazanie podmiotu, który będzie organizował obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectw pochodzenia; wartość współczynnika korekcyjnego określonego w przepisach wydanych na podstawie art. 60 ust. 1 lub 2 projektu ustawy o OZE.

Podmioty zobowiązane do spełnienia obowiązków wynikających ze świadectw pochodzenia zostały określone w art. 45 ust. 2, który wyznacza cztery kategorie podmiotów zobowiązanych:

1. przedsiębiorstwo energetyczne wykonujące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania energii elektrycznej lub jej obrotu i sprzedające energię elektryczną odbiorcom końcowym;
2. odbiorca będący członkiem giełdy towarowej;
3. towarowy dom maklerski lub dom maklerski;

4. odbiorca końcowy, który w roku poprzedzającym zużył nie mniej niż 400 GWh energii elektrycznej i dla którego udział kosztu energii elektrycznej w wartości produkcji jest nie mniejszy niż 15 %, w odniesieniu do transakcji niezawieranych na giełdzie towarowej.

Wyżej opisane podmioty mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia lub uiścić opłatę zastępczą do dnia 31 marca każdego roku za poprzedni rok kalendarzowy.

Sposób obliczenia opłaty zastępczej został uregulowany w art. 48 projektu ustawy o OZE, przedstawia się następująco:

$$Oz = Ozj \times (Eo - Eu)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

Oz – opłatę zastępczą wyrażoną w złotych,

Ozj – jednostkową opłatę zastępczą wynoszącą 286,74 zł/MWh,

Eo – ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh, wynikającą z obowiązku uzyskania i przedstawienia do umorzenia świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu, o których mowa w art. 41 ust. 1 i 2, w danym roku,

Eu – ilość energii elektrycznej wyrażoną w MWh, wynikającą ze świadectw pochodzenia lub świadectw pochodzenia biogazu, o których mowa w art. 41 ust. 1 i 2, które obowiązany podmiot, o którym mowa w art. 45 ust. 2, przedstawił do umorzenia w danym roku.

Opłata zastępcza została ustawowo określona w kwocie 286,74 zł/MWh. **Projekt ustawy o OZE nie przewiduje waloryzacji opłaty zastępczej.**

Istotną regulację w zakresie cen świadectw pochodzenia zawiera art. 52 projektu ustawy o OZE, który zobowiązuje podmiot prowadzący giełdę towarową do monitorowania ceny, po jakiej są zbywane na giełdzie towarowej prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia. W sytuacji, gdy średnie ceny wynikające z wyżej opisanych praw majątkowych będą przez okres co najmniej dwóch kolejnych kwartałów roku kalendarzowego niższe niż 75% wartości opłaty zastępczej, podmiot prowadzący giełdę towarową przekazuje zbiorczy raport ministrowi właściwemu do spraw gospodarki w terminie 14 dni po zakończeniu kwartału (art. 33 ust. 2 projektu ustawy o OZE). Jeżeli w wyniku analizy raportu, o którym mowa powyżej, minister właściwy do spraw gospodarki ustali, że dla zagwarantowania ceny praw majątkowych z tytułu świadectw pochodzenia powyżej 75% wartości opłaty zastępczej konieczna jest zmiana wielkości udziału energii elektrycznej wytwarzanej

z odnawialnych źródeł energii, to projektowana regulacja przewiduje, że minister właściwy do spraw gospodarki dokona zwiększenia wielkości tego udziału w następnym roku kalendarzowym, w drodze rozporządzenia. (art. 33 ust. 2 projektu ustawy o OZE).

Projektowana regulacja przyznaje kompetencję ministrowi właściwemu do spraw gospodarki do przeciwdziałania zjawisku nadpodaży świadectw pochodzenia, prowadzącej do obniżenia cen praw majątkowych wynikających z tych świadectw w drodze zwiększania wielkości udziału energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii.

Świadectwo pochodzenia, wraz z określonym na stałym poziomie współczynnikiem korekcyjnym, przysługuje dla instalacji odnawialnego źródła energii przez okres kolejnych 15 lat, liczony od dnia oddania tej instalacji do użytkowania. Świadectwo pochodzenia przysługuje dla instalacji odnawialnego źródła energii również w okresie rozruchu technologicznego tej instalacji, nie dłużej jednak niż przez 90 dni (art. 59 ust. 1-2 projektu ustawy o OZE).

Świadectwo pochodzenia przysługuje za wytworzoną energię elektryczną w jednostce, która zostanie zmodernizowana zgodnie z przewidzianymi warunkami (art. 59 ust. 5). Muszą być spełnione kumulatywnie trzy warunki. Po pierwsze, poniesione nakłady inwestycyjne muszą wynosić co najmniej 30% wartości początkowej instalacji. Po drugie, zainstalowano urządzenia służące wytwarzaniu „energii elektrycznej, ciepła lub chłodu oraz biogazu rolniczego, lub biogazu”, które wyprodukowano nie później niż 36 miesięcy przed dniem rozpoczęcia modernizacji. Po trzecie, wsparcie nie dotyczy modernizowania instalacji do wytwarzania energii elektrycznej w instalacji spalania wielopaliwowego. **Analizując to wyłączenie, niejasne są kryteria przeznaczenia instalacji, co wymagać będzie zmian w toku procesu legislacyjnego.** Wyłączono m.in. możliwość uwzględnienia modernizowanych instalacji współspalania.

Regulacja kwestii intertemporalnych dotyczących wsparcia z tytułu świadectw pochodzenia została przewidziana w art. 59 ust. 8 projektu ustawy o OZE. Przepis ten przewiduje, że świadectwo pochodzenia przysługuje na zasadach określonych niniejszą ustawą w przypadku instalacji odnawialnego źródła energii, którą oddano do użytkowania lub poddano modernizacji po dniu 1 stycznia 2015 r. tylko w przypadku, gdy urządzenia wchodzące w skład tej instalacji, służące do wytwarzania energii elektrycznej, zostały wyprodukowane nie później niż 36 miesięcy przed dniem oddania do użytkowania tej instalacji odnawialnego źródła energii. Powyższy przepis przewiduje możliwość objęcia systemem świadectw pochodzenia instalacji odnawialnego źródła energii oddanych do użytkowania w późniejszym czasie, na zasadach, które ustawa o OZE planuje wprowadzić, pod warunkiem spełnienia przesłanki opisanej powyżej.

Kolejną kwestię intertemporalną reguluje art. 128 projektu ustawy o OZE, który przewiduje, że dla instalacji odnawialnego źródła energii, którą oddano do użytkowania przed dniem wejścia w życie ustawy, świadectwo pochodzenia, wraz z określonym na stałym poziomie współczynnikiem korekcyjnym równym jeden, przysługuje przez okres kolejnych 15 lat liczony od dnia oddania tej instalacji do użytkowania.

Projektowana regulacja zakłada, że współczynnik korekcyjny zostanie określony przez ministra właściwego do spraw gospodarki co trzy lata, do dnia 30 czerwca danego roku, w drodze rozporządzenia, dla instalacji odnawialnych źródeł energii wykorzystujących jedno ze źródeł wymienionych w art. 60 ust. 1 pkt 1-20. Współczynnik korekcyjny zostanie określony dla instalacji wykorzystujących takie źródła jak: energia wiatru na lądzie o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW do 500 kW; energia wiatru na lądzie o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 500 kW; energię wiatru na morzu.

Minister właściwy do spraw gospodarki określi współczynniki korekcyjne na okres pięciu lat dla poszczególnych rodzajów i łącznej mocy zainstalowanych instalacji odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci w danym punkcie przyłączeniowym, wytwarzających energię elektryczną, biorąc pod uwagę: politykę energetyczną państwa oraz informacje zawarte w krajowym planie działania, a także możliwość uzyskania zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych oraz kosztów eksploatacyjnych z uwzględnieniem ich finansowania w okresie 15 lat (art. 60 ust.1 projektu ustawy o OZE). Ponadto projektowana regulacja zakłada, że współczynniki korekcyjne obowiązujące w dwóch pierwszych latach w rozporządzeniu, o którym mowa powyżej, ustanawia się na takim samym poziomie, co współczynniki korekcyjne obowiązujące w dwóch ostatnich latach, o których mowa w rozporządzeniu, dotyczącym okresu bezpośrednio poprzedzającego.

Pierwsze współczynniki korekcyjne na kolejne lata począwszy od 2013 roku do 2017 roku zostały uregulowane jednak ustawowo w art. 132 projektu ustawy o OZE, który określa wartości tych współczynników w odniesieniu do rodzajów instalacji odnawialnego źródła energii. W odniesieniu do energii wiatru na lądzie o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 200 kW do 500 kW przewiduje się następujące wartości: w 2013 r. – 1,20; w 2014 r. – 1,20; w 2015 r. – 1,175; w 2016 r. – 1,15; w 2017 r. – 1,125. W odniesieniu do energii wiatru na lądzie o zainstalowanej łącznej mocy elektrycznej powyżej 500 kW: w 2013 r. – 0,90; w 2014 r. – 0,90; w 2015 r. – 0,875; w 2016 r. – 0,85; w 2017 r. – 0,825. W odniesieniu do energii wiatru na morzu: w 2013 r. – 1,80; w 2014 r. – 1,80; w 2015 r. – 1,80; w 2016 r. – 1,80; w 2017 r. – 1,80. W odniesieniu do biomasy do spalania wielopaliwowego: w 2013 r. – 0,30; w 2014 r. – 0,30; w 2015 r. – 0,25; w 2016 r. – 0,20; w 2017 r. – 0,15.

W przepisach przejściowych i końcowych projektu ustawy o OZE uregulowano również przewidywany okres istnienia wsparcia z tytułu świadectw pochodzenia. Przepis art. 133 projektu ustawy o OZE przewiduje, że Prezes URE wydaje świadectwa pochodzenia nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2035 r. W przypadku spalania wielopaliwowego Prezes URE wydaje świadectwa pochodzenia nie dłużej niż do dnia 31 grudnia 2020 r.

Odmienne zasady przyłączenia do sieci

Co do zasady, zgodnie z projektowaną regulacją, przyłączanie instalacji odnawialnego źródła energii do sieci elektroenergetycznej odbywa się na zasadach i w trybie określonym w rozdziale 2. projektu ustawy – *Prawo energetyczne*, o ile ustawa o odnawialnych źródła energii nie stanowi inaczej. W projekcie ustawy o OZE przyłączanie instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej zostało uregulowane w rozdziale 3. Proponowane przepisy przewidują wyraźne preferencje dla wytwórców energii elektrycznej z OZE w zakresie dostępu do sieci.

OSP i OSD będą zobowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie, na zasadzie równoprawnego traktowania, z zachowaniem pierwszeństwa instalacji OZE przed instalacjami niestanowiącymi instalacji OZE, jeżeli realizacja przyłączenia do sieci spełnia warunki techniczne i ekonomiczne przyłączenia, a żądający zawarcia umowy akceptuje warunki przyłączenia. Wymóg pierwszeństwa przed instalacjami nie-OZE jest korzystny dla OZE. Regulacja w zakresie warunków technicznych i ekonomicznych przyłączenia może rodzić trudności dla inwestora OZE.

OSP i OSD będzie zobowiązany do określenia lub uwzględnienia w wydawanych na wniosek inwestora warunkach przyłączenia harmonogramu przyłączenia, uwzględniającego harmonogram etapów realizacji rozbudowy sieci oraz zestawienia planowanych prac i przewidywanych kosztów związanych z realizacją przyłączenia. Jest to korzystne dla inwestora OZE, ponieważ zapewnia większą przejrzystość.

Projektowana regulacja zawiera również przepisy normujące sytuację, w której OSP lub OSD nie mogą zapewnić realizacji przyłączenia do sieci z uwagi na brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia. Przepis nie precyzuje czy w takiej sytuacji OSP lub OSD wydaje decyzję odmowną. Należy założyć jednak, że decyzja jest odmowna, ale OSP lub OSD zobowiązani są przedsięwziąć dodatkowe działania:

- a) w sytuacji braku technicznych warunków przyłączenia nałożono na OSP i OSD obowiązek wskazania (w terminie proponowanym przez podmiot ubie-

- gający się o przyłączenie) planowanego terminu wykonania rozbudowy lub modernizacji sieci oraz zaproponowania najbliższego możliwego terminu przyłączenia po wykonaniu rozbudowy lub modernizacji sieci (art. 33 ust. 3 projektu ustawy o OZE);
- b) w przypadku braku warunków technicznych lub ekonomicznych przyłączenia w zakresie całej mocy przyłączeniowej objętej wnioskiem o przyłączenie OSP lub OSD, za zgodą podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, wydaje warunki przyłączenia na taką moc, dla jakiej są spełnione te warunki;
 - c) w przypadku istnienia warunków technicznych przyłączenia jedynie z czasowymi ograniczeniami wytwarzania energii w stanach remontowych lub awaryjnych sieci OSP lub OSD, za zgodą podmiotu ubiegającego się o przyłączenie, wydaje warunki przyłączenia przewidujące zastosowanie powyższych ograniczeń, określając jednocześnie harmonogram ewentualnych prac służących ich likwidacji. W przypadku braku technicznych warunków przyłączenia obowiązków po stronie OSP i OSD nie zgłasza się tej informacji Prezesowi URE. Tym samym wątpliwości dotyczyć mogą możliwości wydawania decyzji w tym zakresie przez Prezesa URE „korygującej” decyzję OSP lub OSD;
 - d) w przypadku braku warunków ekonomicznych przyłączenia OSP lub OSD informuje o tym podmiot ubiegający się o przyłączenie i Prezesa URE, przedstawiając zestawienie planowanych prac i przewidywanych kosztów związanych z realizacją przyłączenia w podziale na prace i koszty związane z przyłączeniem oraz prace i koszty związane z niezbędną rozbudową lub modernizacją sieci.

Projekt ustawy o OZE przewiduje uproszczenia w zakresie przyłączania mikroinstalacji do sieci. Przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie od sieci po spełnieniu warunków przyłączenia i po zainstalowaniu przez operatora układów zabezpieczających i pomiarowo-rozliczeniowych. Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci mikroinstalacji składa wniosek o określenie warunków przyłączenia do operatora systemu dystrybucyjnego, do którego sieci ubiega się o przyłączenie. Za przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej nie pobiera się opłat.

OSP i OSD mogą uwzględniać całość nakładów związanych z przyłączeniem OZE do sieci w taryfie. Artykuł ten przewiduje, że nakłady inwestycyjne ponoszone w związku z przyłączaniem instalacji odnawialnych źródeł energii do sieci przesyłowej lub sieci dystrybucyjnej uwzględnia się w taryfie OSP na podstawie danych własnych oraz danych przedstawianych przez OSD. Ponadto, OSP dokonuje proporcjonalnej redystrybucji uzyskanych środków taryfowych na rzecz OSD. Podstawą są analizy OSP

lub OSD oraz „dane własne” (zakładam, że chodzi o dane przedstawione przez OZE). Może to być korzystne, gdyż daje wprost przeniesienie tych kosztów w taryfie i ogranicza może spory taryfowe z Prezesem URE (art. 36).

Zwolnienia z opłat

Zwolnienie z opłaty za wpis do rejestru świadectw pochodzenia dla przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej z instalacji odnawialnego źródła energii o łącznej mocy elektrycznej nieprzekraczającej 5 MW (art. 62 projektu ustawy o OZE).

Zwolnienia z opłat skarbowych wyżej wymienionych przedsiębiorstw regulują odrębne przepisy (art. 62 ust. 2 projektu ustawy o OZE).

Zwolnienie z akcyzy energii elektrycznej wytworzonej w OZE w mikroinstalacji i małej instalacji (art. 125 projektu ustawy o OZE).

Gwarancja Pochodzenia

Projektowana regulacja zakłada wprowadzenie do prawa krajowego instytucji gwarancji pochodzenia. Gwarancją pochodzenia jest dokument wydawany przez Prezesa URE na wniosek wytwarzającego energię elektryczną, stanowiący dowód dla odbiorcy końcowego, że dana ilość dostarczonej energii elektrycznej została wytworzona z odnawialnych źródeł energii w instalacji odnawialnego źródła energii i wprowadzona do sieci.

Gwarancja pochodzenia jest dokumentem sporządzonym w formie elektronicznej; nie wynikają z niej prawa majątkowe, nie daje ona również prawa do korzystania z instrumentów wspierających wytwarzanie energii z odnawialnych źródeł energii określonych w niniejszej ustawie. Rejestr gwarancji pochodzenia prowadzi Prezes URE.

Zapewnienie innowacyjności instalowanych technologii wiatrowych

Obecnie w Polsce realizuje się stosunkowo dużo projektów opartych na używanym sprzęcie sprowadzanym z zagranicy (najczęściej z Niemiec i Danii). Należy podkreślić, iż tego rodzaju technologia nie ma nic wspólnego z nowoczesną energetyką wiatrową. Głównym mankamentem używanych turbin wiatrowych jest posiadanie przez nie relatywnie niskiej jednostkowej mocy znamionowej (z reguły poniżej 500 kW).

Jeszcze dwa lata temu ok. 80% wniosków o przyłączenie do sieci dotyczyło właśnie przestarzałych elektrowni wiatrowych o małej mocy. W państwach wysoko rozwiniętych podaż takich jednostek jest wynikiem tzw. *repoweringu*, który polega na zastępowaniu starych turbin o mniejszej mocy nowymi zespołami, często kilkukrotnie większej mocy. **Częściowo wyeksploatowane elementy sprzedawane są do krajów, gdzie energetyka wiatrowa jest jeszcze w początkowym stadium rozwoju, m.in. do Polski.**

Problemy z tym związane są różnorakiej natury – w pierwszym rzędzie dochodzi do nieefektywnego, pod względem sprawności wytwarzania energii, wykorzystania lokalizacji dostępnych pod budowę farm wiatrowych. Jako że lokalizacje o dobrych lub bardzo dobrych parametrach wietrznych i infrastrukturalnych stanowią dobro coraz trudniej dostępne, kwestia ta z czasem nabiera coraz większego znaczenia. Drugi mankament to **ryzyko techniczno-użytkowe związane z podwyższonym zagrożeniem wystąpienia awarii czy katastrofy budowlanej**. Trzeci problem to rygorystyczne wymogi ochrony środowiska, zwłaszcza w zakresie emisji hałasu i pola elektromagnetycznego, których starsze urządzenia w dużym stopniu nie spełniają.

Dlatego **jednym z elementów projektu ustawy o odnawialnych źródłach energii powinno być powstrzymanie tego procederu poprzez ograniczenie wsparcia w postaci braku świadectw pochodzenia dla instalacji starych, zamortyzowanych elektrowni wiatrowych demontowanych w wyniku *repoweringu* i instalowanych w Polsce**. Wprowadzone regulacje wychodzą naprzeciw tym oczekiwaniom, aczkolwiek wymagają dalszych uzupełnień.



REGULACJE W ZAKRESIE OCHRONY ŚRODOWISKA

5. Ustawa prawo ochrony środowiska

PODSUMOWANIE

- Prawo ochrony środowiska reguluje środowiskowe aspekty funkcjonowania farm wiatrowych. Szczegółowe regulacje dotyczą ochrony powierzchni ziemi, ochrony przed hałasem, ochrony przed oddziaływaniem pola elektromagnetycznego oraz ochrony roślin i zwierząt. Realizacja tych obowiązków podlega kontroli właściwych służb ochrony środowiska.
- Ochrona przed hałasem polega na zapewnieniu jak najlepszego stanu akustycznego środowiska poprzez uniemożliwienie występowania hałasu w środowisku, powyżej dopuszczalnego prawnie poziomu. Dopuszczalne poziomy hałasu wyznaczone przez przepisy prawa dla określonego miejsca, pośrednio wyznaczają minimalną odległość w jakiej mogą być usytuowane farmy wiatrowe. Regulacja ta wprowadza możliwość zobowiązania inwestora do zachowania jednoznacznie określonych odległości minimalnych obliczanych w oparciu o poziomy dopuszczalnego natężenia dźwięku.
- Ochrona przed działaniem pola elektromagnetycznego oparta jest na wprowadzeniu dopuszczalnych norm składowej elektrycznej i magnetycznej (w przypadkach bardzo wysokiej częstotliwości także dopuszczalnej gęstości mocy) dla poszczególnych zakresów częstotliwości, uzależnionych od przeznaczenia terenu. Dokonywana każdorazowo analiza natężenia pola elektrycznego i magnetycznego, mierzonego na wysokości ok. 1,8 m nad powierzchnią ziemi albo nad innymi powierzchniami, na których mogą przebywać ludzie, określa dopuszczalne poziomy natężenia.

Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2001 r. Nr 62, poz. 627, tj. z dnia 23 stycznia 2008 r. Dz. U. z 2008 r. Nr 25, poz. 150, ze zm.), dalej również „ustawa POŚ”, jest podstawowym aktem prawnym określającym zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego zasobów.

Korzystanie z tych zasobów odbywa się z poszanowaniem wymagań zrównoważonego rozwoju. Oznacza to konieczność ustalania warunków ochrony zasobów środowiska, warunków wprowadzania substancji lub energii do środowiska, kosz-

tów korzystania ze środowiska. Ustawa określa ponadto zasady odpowiedzialności oraz sankcje, jak również obowiązki organów administracji w zakresie ochrony środowiska.

Ustawa POŚ ma, co do zasady, ramowy charakter, odsyłając w poszczególnych obszarach do przepisów szczególnych. Znaczenie ma jednak uregulowanie w jej treści zasad ogólnych, odnoszących się do ochrony środowiska we wszystkich jego obszarach oraz zestawu definicji kluczowych pojęć, które stanowią punkt odniesienia innych regulacji odnoszących się do ochrony środowiska.

Zasady prawa ochrony środowiska

Przepis art. 4 ustawa POŚ wprowadza trzy reżimy prawne korzystania ze środowiska. Pierwszy, o charakterze powszechnym, polegającym na prawie każdego do zaspokajania swoich potrzeb osobistych z wykorzystaniem elementów środowiska naturalnego. Drugi, o charakterze zwykłym, polega na prawie do korzystania ze środowiska w zakresie wykraczającym poza charakter powszechny, co do którego jednak ustawa POŚ nie wprowadza obowiązku uzyskania pozwolenia. Trzeci reżim prawny dotyczy takiego sposobu korzystania ze środowiska, który obarczony jest obowiązkiem posiadania stosownych pozwoleń i spełnienia procedur skutkujących ich uzyskaniem. Pozwolenie takie określa szczegółowo warunki, na których zainteresowany podmiot może korzystać ze środowiska.

Do podstawowych zasad prawa ochrony środowiska ustawa POŚ zalicza: zasadę prewencji, zasadę przezorności, zasadę „zanieczyszczający płaci”, zasadę kompleksowości oraz zasadę zrównoważonego rozwoju. Zasada uspołecznienia procesu decyzyjnego była początkowo elementem tej regulacji jednakże zmiany wprowadzone w 2008 r. przenieśli i uszczegółowiły zakres tej regulacji w ramach odrębnej ustawy, tj. ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U z 2008 r. Nr 199, poz. 1227 ze zm.), dalej również „ustawa OOS”. W ustawie POŚ pozostały jedynie szątkowe regulacje w zakresie monitoringu środowiskowego.

Zgodnie z art. 6 ust. 1 ustawy POŚ zasada prewencji polega na obowiązku podmiotu podejmującego działalność mogącą negatywnie oddziaływać na środowisko zapobiegania temu oddziaływaniu. Jest ona wzmocniona zasadą przezorności (art. 6 ust. 2 ustawy POŚ), polegającą na obowiązku podmiotu podejmującego działalność mogącą negatywnie wpływać na środowisko do podejmowania wszelkich możliwych środków

zapobiegawczych. Zgodnie z art. 7 ust. 1 ustawy POŚ, podmiot powodujący zanieczyszczenia środowiska zobowiązany jest do poniesienia kosztów ich usunięcia oraz przywrócenia stanu środowiska, co najmniej do poziomu poprzedniego. Zgodnie z zasadą kompleksowości ochrony konieczne jest całościowe podejście do ochrony środowiska naturalnego we wszystkich jego obszarach. Zgodnie z zasadą uspołecznienia procesu decyzyjnego w dziedzinie ochrony środowiska podejmowanie decyzji mogących negatywnie oddziaływać na środowisko wymaga oprócz uzyskania zgód właściwych organów administracji, uzyskania również poparcia zainteresowanych wspólnot lokalnych i regionalnych. Zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju (art. 3 pkt. 50 ustawy POŚ) jest to taki rozwój społeczno-gospodarczy, w którym następuje proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałością podstawowych procesów przyrodniczych, w celu zagwarantowania możliwości zaspokajania podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń.

Polityka ekologiczna państwa

Ważnym elementem ustawy POŚ jest stworzenie ram prawnych dla działań długoterminowych w zakresie ochrony środowiska. Ramy te kształtowane są w polityce ekologicznej państwa, uregulowanej w art. 13 i n. ustawy POŚ. Polityka ta określa w szczególności: cele krótko- i długoterminowe, priorytety ekologiczne państwa, rodzaje i harmonogramy działań służących ich osiągnięciu oraz rodzaje środków niezbędnych do ich osiągnięcia, w tym mechanizmy prawno-ekonomiczne i środki finansowe służące ich osiągnięciu.

Polityka ekologiczna państwa ma być dokładnie określonym programem działania z ustalonym harmonogramem rzeczowo-finansowym. Jej przyjęcie rodzi konieczność podejmowania określonych działań przez organy publiczne, a tym samym powodować będzie weryfikację jej wykonania w oparciu o jasno określone parametry. Dokument ten jest podstawą regionalnych programów ochrony środowiska (art. 17 ustawy POŚ). Polityka ekologiczna państwa jest przyjmowana w drodze szerokich uzgodnień zarówno w ramach administracji publicznej, jak i z udziałem społeczeństwa na okres 4 lat.

Z punktu widzenia inwestycji w farmy wiatrowe znaczenie mają szczegółowe regulacje ustawy POŚ, dotyczące m.in.:

1. ochrony powierzchni ziemi (art. 101 i n. ustawy POŚ);
2. ochrony przed hałasem (art. 112 i n. ustawy POŚ);
3. ochrony przed polami elektromagnetycznymi (art. 121 i n. ustawy POŚ);
4. ochrony roślin i zwierząt (art. 127 i n. ustawy POŚ).

Wymagania w zakresie użytkowania instalacji i urządzeń

Przepis art. 141 ustawy POŚ wprowadza standardy funkcjonowania instalacji i urządzeń, w tym również farm wiatrowych. Zgodnie z tym przepisem eksploatacja instalacji lub urządzenia nie powinna powodować przekroczenia standardów emisyjnych. Dodatkowo, oddziaływanie instalacji lub urządzeń nie powinno powodować pogorszenia stanu środowiska w znacznych rozmiarach lub zagrożenia życia czy zdrowia ludzi. Funkcjonowanie tych instalacji i urządzeń nie powinno powodować przekroczenia standardów jakości środowiska poza terenem, do którego prowadzący instalację ma tytuł prawny. Jeśli zaś wokół tej infrastruktury utworzono obszar ograniczonego użytkowania, zgodnie z art. 135 ustawy POŚ, ich eksploatacja nie powinna powodować przekroczenia standardów jakości środowiska poza tym obszarem.

5.1. Ochrona powierzchni ziemi

Problematykę ochrony powierzchni ziemi regulują przepisy rozdziału IV wspomnianej już ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 627, tj. z dnia 4 lipca 2006 r. Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902).

Zgodnie z art. 101 ustawy POŚ ochrona powierzchni ziemi polega na zapewnieniu jak najlepszej jej jakości, w szczególności przez: a) **racjonalne gospodarowanie**; b) **zachowanie wartości przyrodniczych**; c) zachowanie możliwości produkcyjnego wykorzystania; d) ograniczanie zmian naturalnego ukształtowania; e) utrzymanie jakości gleby i ziemi powyżej lub co najmniej na poziomie wymaganych standardów; f) doprowadzenie jakości gleby i ziemi co najmniej do wymaganych standardów, jeżeli nie są dotrzymane; g) zachowanie wartości kulturowych, z uwzględnieniem zabytków archeologicznych. Ma również na celu zapobieganie ruchom masowym ziemi i ich skutkom.

Zapewnienie racjonalnej gospodarki terenu oraz zachowanie wartości przyrodniczych, które to cele mają znaczenie przy inwestycji w farmy wiatrowe, regulowane jest przez inne działy ustawy POŚ i odnoszące się do nich przepisy wykonawcze. Istotne jest jednak wskazanie, że inwestycja w farmy wiatrowe podlega również ocenie z punktu widzenia ochrony powierzchni ziemi.

5.2. Ochrona przed hałasem

Problematykę ochrony przed hałasem regulują przepisy rozdziału V ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 627, tj. z dnia 4 lipca 2006 r. Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902).

Zgodnie z art. 112 ustawy POŚ **ochrona przed hałasem polega na zapewnieniu jak najlepszego stanu akustycznego środowiska poprzez uniemożliwienie występowania hałasu w środowisku powyżej dopuszczalnego prawnie poziomu.** Działania podejmowane w celu ochrony przed hałasem powinny mieć charakter dwukierunkowy. Z jednej strony prowadzona jest długookresowa polityka państwa w zakresie ochrony przed hałasem. Z drugiej strony realizowane są doraźne działania kontrolne.

W ramach długofalowej ochrony przed hałasem podstawowym instrumentem są mapy akustyczne. Ich celem jest ocena stanu akustycznego środowiska, tj. zarówno terenów zurbanizowanych (miast, dzielnic, osiedli mieszkaniowych), jak i terenów przemysłowych. Mapy akustyczne z uwzględnieniem lokalizacji źródeł hałasu i ich parametrów akustycznych sporządza co 5 lat starosta. Przepis art. 118 ustawy POŚ określa szczegółowo zakres informacji, jakie powinna zawierać mapa akustyczna oraz sposób prezentacji tej informacji.

Podstawą oceny zagrożenia przed hałasem na danym terenie stanowią wskaźniki L_{DWN} oraz L_N . Wskaźnik L_{DWN} określa długookresowy średni poziom dźwięku A wyrażony w decybelach (dB), wyznaczony w ciągu wszystkich dób w roku, z uwzględnieniem pory dnia (rozumianej jako przedział czasu od godz. 600 do godz. 1800), pory wieczoru (rozumianej jako przedział czasu od godz. 1800 do godz. 2200) oraz pory nocy (rozumianej jako przedział czasu od godz. 2200 do godz. 600). Wskaźnik L_N oznacza długookresowy średni poziom dźwięku A wyrażony w decybelach (dB), wyznaczony w ciągu wszystkich pór nocy w roku (rozumianych jako przedział czasu od godz. 22.00 do godz. 6.00). Przez teren zagrożony hałasem rozumie się teren, na którym są przekroczone dopuszczalne poziomy hałasu, określone wskaźnikami L_{DWN} lub L_N .

W sytuacji, gdy na danym terenie poziom hałasu przekracza dopuszczalny poziom, tworzy się programy ochrony środowiska przed hałasem. Programy ochrony środowiska przed hałasem są aktami prawa miejscowego. Ich celem jest zaplanowanie działań naprawczych zmierzających do zmniejszenia ponadnormatywnego oddziaływania akustycznego na środowisko. Programy takie tworzą sejmik województwa dla terenów poza aglomeracjami, na których eksploatacja (drogi, linii kolejowej czy też lotniska) może powodować negatywne oddziaływanie na środowisko na znacznych obszarach. Podstawą do opracowania tych programów są mapy akustyczne, które zarządzający drogą, linią kolejową lub lotniskiem sporządza co 5 lat i przedkłada marszałkowi województwa. Programy takie tworzy rada powiatu dla aglomeracji o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys. oraz dla wszelkich innych terenów wymienionych w powiatowym programie ochrony środowiska z uwagi na występujący na nim poziom hałasu przekraczający dopuszczalny poziom.

Dopuszczalny poziom hałasu określany jest w oparciu o przyjęte wskaźniki, które na podstawie art. 113 ustawy POŚ określone zostały **w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku** (Dz. U. z 2007 r. Nr 120, poz. 826).

Oprócz powyżej wymienionych wskaźników L_{DWN} oraz L_N , przyjętych na potrzeby prowadzenia długookresowej polityki w zakresie ochrony środowiska przed hałasem, w szczególności do sporządzania map akustycznych, wymienia ona wskaźniki: L_{AeqD} (określający równoważny poziom dźwięku A dla pory dnia, tj. przedział czasu od godz. 600 do godz. 2200) oraz L_{AeqN} (określający równoważny poziom dźwięku A dla pory nocy, tj. przedziału czasu od godz. 2200 do godz. 600), jako wskaźniki hałasu mające zastosowanie do ustalania i kontroli warunków korzystania ze środowiska.

Zgodnie z powyższym rozporządzeniem ustalone są szczegółowo poziomy powyższych wskaźników z uwzględnieniem przeznaczenia poszczególnych obszarów. Rozróżnia ono następujące obszary: pod zabudowę mieszkaniową, pod szpitale i domy opieki społecznej, pod budynki związane ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, na cele uzdrowiskowe, na cele rekreacyjno-wypoczynkowe, na cele mieszkaniowo-usługowe.

Zgodnie z załącznikiem do powyższego rozporządzenia Ministra Środowiska, **dopuszczalne poziomy hałasu związane z działalnością będącą źródłem hałasu (np. farmy wiatrowe)** określone są na następującym poziomie:

1. 45 dB (L_{DWN}) i 40 dB (L_N) dla strefy ochronnej „A” uzdrowiska oraz terenów usytuowania szpitali poza miastem;
2. 50 dB (L_{DWN}) i 45 dB (L_N) dla terenów zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej, terenów zabudowy związanych ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, terenów usytuowania domów opieki społecznej oraz terenów usytuowania szpitali w miastach;
3. 55 dB (L_{DWN}) i 45 dB (L_N) dla terenów zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego, tereny zabudowy zagrodowej, tereny rekreacyjno-wypoczynkowe, tereny mieszkaniowo-usługowe oraz tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców.

W sytuacjach, gdy powyższe poziomy hałasu dla mieszkańców są zbyt wysokie, rada powiatu może w drodze uchwały wyznaczyć obszary ciche w aglomeracji lub obszary ciche poza aglomeracją, uwzględniając szczególne potrzeby ochrony przed hałasem tych obszarów i podając wymagania zapewniające utrzymanie poziomu hałasu co najmniej na istniejącym poziomie. Projekt takiej uchwały podlega uzgodnieniu z wła-

ściwym miejscowo wójtem, burmistrzem lub prezydentem miasta, który to podmiot może wnieść zastrzeżenia w terminie 30 dni.

Odnosząc powyższe uregulowania do inwestycji w farmy wiatrowe, dopuszczalne poziomy hałasu w określonej zabudowie wyznaczają minimalną odległość farmy od zabudowań. Dla ich wyznaczenia niezbędne jest wykonanie przestrzennej analizy propagacji hałasu oraz porównanie przewidywanych wartości z dopuszczalnymi poziomami hałasu dla najbliższej chronionej akustycznie zabudowy. Na propagację hałasu, a co za tym idzie na minimalną odległość farmy wiatrowej względem sąsiedniej zabudowy ma wpływ: skala przedsięwzięcia (ilość turbin – oddziaływanie skumulowane), poziom mocy akustycznej turbiny (stopień głośności), wysokość wieży, na której posadowiona jest turbina oraz ukształtowanie terenu. Indywidualne podejście w zakresie wyznaczania odległości instalacji turbiny wiatrowej w stosunku do zabudowań traktowane jest jako najlepsze rozwiązanie z punktu widzenia ochrony przed hałasem. Wyznaczenie sztywnych norm odległościowych, np. w przepisach ustawowych mogłoby ograniczać rolę badań, które byłyby niejako fakultatywne i nie w pełni wykorzystane ze względu na taki zapis. W odniesieniu do dopuszczalnego poziomu hałasu konieczne jest odniesienie do charakteru zabudowy. W przypadku braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego analizowanego terenu, niezbędne jest wystąpienie do gminy z prośbą o określenie kwalifikacji najbliższej zabudowy (np. zabudowa zagrodowa, zabudowa mieszkaniowa jednorodzinna, zabudowa handlowo-usługowa). W zależności od kategorii zabudowy dopuszczalne są różne poziomy hałasu, a zatem odległość farmy od zabudowań.

Powyższy model ochrony przed hałasem zapewnia elastyczniejsze podejście do realizacji zakładanego celu niż sztywno określone odległości. Model ten zgodny jest z zasadą zrównoważonego rozwoju, która nakazuje integrowanie działań gospodarczych z wymaganiami w zakresie ochrony środowiska w sposób zapewniający możliwość realizacji celów różnych grup i społeczności korzystających ze środowiska.

5.3. Ochrona przed polami elektromagnetycznymi

Problematykę ochrony przed polem elektromagnetycznym regulują przepisy rozdziału VI ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 627, tj. z dnia 4 lipca 2006 r. Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902).

Zgodnie z art. 121 ustawy POŚ ochrona przed polem elektromagnetycznym polega na zapewnieniu jak najlepszego stanu elektromagnetycznego środowiska poprzez uniemożliwianie występowania pola elektromagnetycznego powyżej dopuszczalnego prawnie poziomu.

Dopuszczalne wartości parametrów fizycznych pól elektromagnetycznych oraz sposoby ich mierzenia i kontroli zostały określone w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1883). Określa ona powyższe parametry z podziałem na tereny przeznaczone pod zabudowę mieszkaniową oraz miejsca dostępne dla ludzi.

Zakres częstotliwości pól elektromagnetycznych, dla których określa się parametry fizyczne charakteryzujące oddziaływanie pól elektromagnetycznych na środowisko **dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową** oraz dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową, określone są następująco.

TABELA 5.

Parametr fizyczny		Składowa elektryczna	Składowa magnetyczna	Gęstość mocy
Zakres częstotliwości pola elektromagnetycznego				
	1	2	3	4
1	50 Hz	1 kV/m	60 A/m	-

Zakres częstotliwości pól elektromagnetycznych, dla których określa się parametry fizyczne charakteryzujące oddziaływanie pól elektromagnetycznych na środowisko **dla miejsc dostępnych dla ludności** oraz dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych dla miejsc dostępnych dla ludności określone zostały jak widać poniżej.

TABELA 6.

Parametr fizyczny		Składowa elektryczna	Składowa magnetyczna	Gęstość mocy
Zakres częstotliwości pola elektromagnetycznego				
	1	2	3	4
1	0 Hz	10 kV/m	2 500 A/m	-
2	od 0 Hz do 0,5 Hz	-	2 500 A/m	-
3	od 0,5 Hz do 50 Hz	10 kV/m	60 A/m	-
4	od 0,05 kHz do 1 kHz	-	3/f A/m	-
5	od 0,001 MHz do 3 MHz	20 V/m	3 A/m	-
6	od 3 MHz do 300 MHz	7 kV/m	-	-
7	od 300 MHz do 300 GHz	7 kV/m	-	0,1 W/m ²

Głównymi źródłami pola elektromagnetycznego związanymi bezpośrednio z farmą wiatrową, są generator turbiny wiatrowej oraz transformator wyjściowy. Dodatkowymi źródłami takiego pola mogą być: linia kablowa łącząca generator i transformator, kablowe linie elektroenergetyczne dostarczające wyprodukowaną energię elektryczną do stacji elektroenergetycznej oraz teletransmisyjne anteny nadawcze, służące do sterowania i kontroli pracy elektrowni.

Generator turbiny wiatrowej umieszczony jest wewnątrz gondoli elektrowni na szczycie wieży, której wysokość zazwyczaj przekracza 100 m nad poziomem terenu. Jego częstotliwość to zazwyczaj ok. 100 Hz. Transformator wyjściowy zlokalizowany jest w dolnej części wieży. Jego częstotliwość to zazwyczaj ok. 50 Hz. Pomiedzy generatorem a transformatorem biegnie linia kablowa o napięciu roboczym zazwyczaj ok. 400V. Kablowe linie elektroenergetyczne dostarczające wyprodukowaną energię elektryczną do stacji elektroenergetycznej pracują zazwyczaj na średnim napięciu ok. 30 kV.

Dodatkowo źródłem pola elektromagnetycznego mogą być teletransmisyjne anteny nadawcze, służące do sterowania i kontroli pracy elektrowni. Urządzenia takie charakteryzują się bardzo małą mocą nadajników oraz kierunkową charakterystyką promieniowania anten. Zastąpienie takiej transmisji poprzez światłowody dodatkowo ogranicza wpływ na środowisko.

Analiza oddziaływania w zakresie pola elektromagnetycznego farmy wiatrowej powinna być każdorazowo sporządzana zgodnie z art. 66 ustawy OOS. Zazwyczaj farmy wiatrowe są źródłem pola elektromagnetycznego o częstotliwości 50 Hz. **Przeważnie wypadkowe natężenie pola elektrycznego i magnetycznego, mierzonego na wysokości ok. 1,8 m nad powierzchnią ziemi albo nad innymi powierzchniami, na których mogą przebywać ludzie, nie przekracza dopuszczalnych limitów.**

5.4. Ochrona roślin i zwierząt

Problematykę ochrony roślin i zwierząt regulują przepisy rozdziału VIII ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2006 r. Nr 62, poz. 627, tj. z dnia 4 lipca 2006 r. Dz. U. z 2006 r. Nr 129, poz. 902).

Zgodnie z art. 127 ustawy POŚ ochrona zwierząt oraz roślin polega na: zachowaniu cennych ekosystemów, różnorodności biologicznej i utrzymaniu równowagi przyrodniczej, tworzeniu warunków prawidłowego rozwoju i optymalnego spełnienia przez zwierzęta i roślinność funkcji biologicznej w środowisku, **zapobieganiu**

lub ograniczaniu negatywnych oddziaływań na środowisko, które mogłyby niekorzystnie wpływać na zasoby oraz stan zwierząt oraz roślin oraz zapobieganiu zagrożeniom naturalnych kompleksów i tworów przyrody.

Ochrona taka jest realizowana w szczególności poprzez: **obejmowanie ochroną obszarów i obiektów cennych przyrodniczo, ustanawianie ochrony gatunków zwierząt oraz roślin**, ograniczanie możliwości pozyskiwania dziko występujących zwierząt oraz roślin, odtwarzanie populacji zwierząt i stanowisk roślin oraz zapewnianie reprodukcji dziko występujących zwierząt oraz roślin, zabezpieczanie lasów i zadrzewień przed zanieczyszczeniem i pożarami, ograniczanie możliwości wycinania drzew i krzewów oraz likwidacji terenów zieleni, zalesianie, zadrzewianie lub tworzenie skupień roślinności, zwłaszcza, gdy przemawiają za tym potrzeby ochrony gleby, zwierząt, kształtowania klimatu oraz inne potrzeby związane z zapewnieniem różnorodności biologicznej, równowagi przyrodniczej i zaspokajania potrzeb rekreacyjno-wypoczynkowych ludzi czy też nadzorowanie wprowadzania do środowiska organizmów genetycznie zmodyfikowanych.

Zapewnienie ochrony roślin i zwierząt określone ustawą POŚ, w zakresie oddziałującym na inwestycje w farmy wiatrowe, realizowane jest również przez inne działy tej ustawy oraz przez przepisy innych ustaw, jak ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2004 r. Nr 92, poz. 880, tj. Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1220, ze zm.).

6. Ustawa o ochronie przyrody

PODSUMOWANIE

- Zabrania się budowy lub przebudowy obiektów budowlanych i urządzeń technicznych w parkach narodowych i rezerwach przyrody z wyjątkiem obiektów i urządzeń służących celom parku narodowego albo rezerwatu przyrody. Wyklucza to możliwość lokalizowania farm wiatrowych na terenach tych obszarów.
- Zabrania się podejmowania działań mogących, osobno lub w połączeniu z innymi działaniami, znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000. Dotyczy to m.in. pogarszania stanu siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000 lub wpływania negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000, lub pogarszania integralności obszaru Natura 2000, lub jego powiązania z innymi obszarami. Ewentualna lokalizacja farm wiatrowych na obszarach Natura 2000 uzależniona jest zawsze od analizy konkretnego przypadku.
- Możliwe jest wprowadzenie zakazu realizacji inwestycji w farmę wiatrową na terenie parku krajobrazowego. Wprowadzenie zakazu uzależnione jest, co do zasady, od analizy wpływu konkretnej inwestycji na tego typu obszar chroniony.
- Możliwe jest wprowadzenie zakazów dotyczących użytkowania terenów, na których znajdują się pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe, jak np. zakaz zmiany sposobu użytkowania ziemi, które mają wpływ na możliwość uplasowania na nich inwestycji w farmy wiatrowe.
- Zasady ochrony gatunkowej roślin i zwierząt skutkują możliwością korekty lokalizacji turbin, zmiany ilości oraz mocy planowanej mocy, ograniczeniem wielkości farmy wiatrowej itd., w sytuacji, gdy z oceny oddziaływania danej inwestycji w farmę wiatrową na środowisko naturalne będzie wynikał potencjalnie istotny negatywny wpływ, wymagający dokonania tego rodzaju korekty.

Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2004 r. Nr 92, poz. 880, tj. Dz. U. z 2009 r. Nr 151, poz. 1220, ze zm.), dalej również „ustawa OP” reguluje cele, zasady i formy ochrony przyrody żywej i nieożywionej oraz krajobrazu.

Cele w zakresie ochrony przyrody objęte powyższą regulacją, a mające znaczenie dla inwestycji w farmy wiatrowe dotyczą m.in: utrzymania procesów ekologicznych i stabilności ekosystemów, zapewnienia ciągłości istnienia gatunków zwierząt wraz z ich siedliskami czy też ochrony walorów krajobrazowych (art. 2 ust. 2 ustawy OP).

Zgodnie z art. 3 ustawy OP cele w zakresie ochrony przyrody są realizowane m.in. przez: uwzględnianie wymagań ochrony przyrody w dokumentach programowych państwa, a na szczeblu jednostek samorządu terytorialnego studiach uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego, planach zagospodarowania przestrzennego województw oraz planach zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej.

Powyższe interakcje pomiędzy inwestycjami w farmy wiatrowe a ochroną przyrody wynikają z enumeratywnie wymienionych w art. 6 ustawy OP formy ochrony przyrody. Zalicza się do nich: parki narodowe, rezerwaty przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe oraz ochronę gatunkową roślin, zwierząt i grzybów. Powyższe formy ochrony ograniczają tudzież wyłączają możliwość inwestycji w farmy wiatrowe na powyższych obszarach.

Poniżej przedstawione zostaną regulacje, które mogą wpływać na uwarunkowania lokalizacyjne na tych obszarach.

Parki narodowe

Park narodowy obejmuje obszar wyróżniający się szczególnymi wartościami przyrodniczymi, naukowymi, społecznymi, kulturowymi i edukacyjnymi, o powierzchni nie mniejszej niż 1 000 ha, na którym ochronie podlega cała przyroda oraz walory krajobrazowe. Park taki tworzy się w celu zachowania różnorodności biologicznej, zasobów, tworów i składników przyrody nieożywionej i walorów krajobrazowych, przywrócenia właściwego stanu zasobów i składników przyrody oraz odtworzenia zniekształconych siedlisk przyrodniczych, siedlisk roślin, siedlisk zwierząt lub siedlisk grzybów.

Park narodowy, zgodnie z art. 10a ustawy OP, jest obowiązany uzyskać zgodę ministra właściwego do spraw środowiska, wyrażoną w drodze decyzji administracyjnej na dokonanie czynności prawnej w zakresie rozporządzenia nieruchomością, w tym oddanie nieruchomości do korzystania innym podmiotom na podstawie umów prawa cywilnego, z wyłączeniem umowy dzierżawy, najmu albo użyczenia zawieranych na czas nie

dłuższy niż 5 lat. Czynność prawna dokonana z naruszeniem tego obowiązku jest *ex lege* nieważna. Stanowi to wyraz kontroli organu administracji centralnej w zakresie dysponowania prawami do gruntów, na których usytuowany jest park narodowy.

Zgodnie z art. 15 ustawy OP w parkach narodowych zabrania się budowy lub przebudowy obiektów budowlanych i urządzeń technicznych, z wyjątkiem obiektów i urządzeń służących celom parku narodowego albo rezerwatu przyrody. Zabrania się również, co do zasady, prowadzenia działalności wytwórczej i handlowej. Wyklucza to możliwość lokalizowania farm wiatrowych na terenach parku narodowego.

Nie obejmuje to, co do zasady, otuliny, która może być utworzona na obszarach graniczących z parkiem narodowym. W przypadku tych obszarów, decyzje planistyczne jednostek samorządu terytorialnego dotyczące tego obszaru wymagają, zgodnie z art. 10 ust. 6 ustawy OP, uzgodnienia z dyrektorem parku narodowego w zakresie ustaleń tych decyzji, mogących mieć negatywny wpływ na ochronę przyrody parku narodowego.

Przepis art. 15 ust. 3 ustawy OP upoważnia ministra właściwego do spraw środowiska, po zasięgnięciu opinii dyrektora parku narodowego, do udzielenia zgody na odstąpienie od powyższych zakazów na obszarze parku narodowego. Decyzja tego rodzaju musi być uzasadniona potrzebą ochrony przyrody, wykonywaniem badań naukowych, celami edukacyjnymi, kulturowymi, turystycznymi, rekreacyjnymi lub sportowymi lub celami kultu religijnego i nie może powodować negatywnego oddziaływania na przyrodę parku narodowego lub potrzebą realizacji inwestycji liniowych celu publicznego, w przypadku braku rozwiązań alternatywnych i po zagwarantowaniu kompensacji przyrodniczej. Tego typu wyłączenia nie dotyczą inwestycji w farmy wiatrowe.

Rezerwaty przyrody

Rezerwat przyrody obejmuje obszary zachowane w stanie naturalnym lub mało zmienionym, ekosystemy, ostoje i siedliska przyrodnicze, a także siedliska roślin, siedliska zwierząt i siedliska grzybów oraz twory i składniki przyrody nieożywionej, wyróżniające się szczególnymi wartościami przyrodniczymi, naukowymi, kulturowymi lub walorami krajobrazowymi.

Zgodnie z art. 15 ustawy OP w rezerwach przyrody zabrania się budowy lub przebudowy obiektów budowlanych i urządzeń technicznych, z wyjątkiem obiektów i urządzeń służących ochronie rezerwatu przyrody. Zabrania się również, co do zasady, prowadzenia działalności wytwórczej i handlowej. Wyklucza to możliwość lokalizowania farm wiatrowych na terenach rezerwatu przyrody.

Projekty studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, planów zagospodarowania przestrzennego województw oraz planów zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w części dotyczącej rezerwatu przyrody i jego otuliny wymagają uzgodnienia z regionalnym dyrektorem ochrony środowiska w zakresie ustaleń tych planów, mogących mieć negatywny wpływ na cele ochrony rezerwatu przyrody.

Generalny Dyrektor Ochrony Środowiska, po zasięgnięciu opinii regionalnego dyrektora ochrony środowiska, może zezwolić na obszarze rezerwatu przyrody na odstępstwa od zakazów, tj. zezwolić np. na budowę lub przebudowę obiektów budowlanych i urządzeń technicznych, jeżeli jest to uzasadnione potrzebą: ochrony przyrody lub realizacji inwestycji liniowych celu publicznego, w przypadku braku rozwiązań alternatywnych i po zagwarantowaniu kompensacji.

Obszary Natura 2000

Sieć obszarów Natura 2000 obejmuje: obszary specjalnej ochrony ptaków, specjalne obszary ochrony siedlisk oraz obszary mające znaczenie dla Unii Europejskiej. Należą one do europejskiego systemu obszarów objętych ochroną przyrody.

Projekty studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, planów zagospodarowania przestrzennego województw oraz planów zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w części dotyczącej istniejącego lub projektowanego obszaru Natura 2000 wymagają uzgodnienia z regionalnym dyrektorem ochrony środowiska w zakresie ustaleń tych planów, mogących znacząco negatywnie oddziaływać na obszar Natura 2000.

Działalność gospodarcza na obszarach Natura 2000, co do zasady, nie jest zabroniona, pod warunkiem, że nie oddziałuje ona znacząco negatywnie na cele ochrony tego obszaru (art. 36 ust. 1 ustawy OP). Zabrania się jednakże podejmowania działań mogących, osobno lub w połączeniu z innymi działaniami, znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000 (art. 33 ustawy OP). Dotyczy to w szczególności pogarszania stanu siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których ochrony wyznaczono obszar Natura 2000 lub wpływania negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000, lub pogarszania integralności obszaru Natura 2000, lub jego powiązania z innymi obszarami.

Ewentualna lokalizacja farm wiatrowych na obszarach Natura 2000 uzależniona jest zawsze od analizy konkretnego przypadku.

Zgodnie z art. 34 ustawy OP w sytuacji wystąpienia nadrzędnego interesu publicznego i wobec braku rozwiązań alternatywnych właściwy organ może zezwolić na realizację planu lub działań, mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000, obszaru specjalnej ochrony ptaków lub specjalnego obszaru ochrony siedlisk, zapewniając wykonanie kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego ich funkcjonowania.

Powyższe wyłączenie podlega dalszym obostrzeniom w przypadku negatywnego oddziaływania na siedliska i gatunki uznane za priorytetowe. W takiej sytuacji zezwolenie na inwestycje na danym obszarze może być udzielone wyłącznie w celu ochrony zdrowia i życia ludzi, zapewnienia bezpieczeństwa powszechnego, uzyskania korzystnych następstw o pierwszorzędym znaczeniu dla środowiska przyrodniczego czy też wynikającym z koniecznych wymogów nadrzędnego interesu publicznego (po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej).

Dodatkowo, należy brać pod uwagę ochronę obszarów ptasich, utworzonych dla ochrony cennych gatunków ptaków oraz obszarów siedliskowych, powołanych w celu ochrony występujących na ich terytorium populacji nietoperzy. Te dwie grupy zwierząt są najbardziej narażone na negatywne oddziaływanie projektów wiatrowych.

Umiejscawianie projektów farm wiatrowych w sąsiedztwie tych obszarów uzależnione jest od indywidualnej oceny wpływu danej inwestycji na obszar chroniony. Oszacowanie takich optymalnych odległości inwestycji w farmy wiatrowe od obszarów chronionych zależy od przedmiotu ochrony danego obszaru, skali przedsięwzięcia, oddziaływania skumulowanego wraz z sąsiednimi farmami wiatrowymi i innymi istotnymi inwestycjami oraz obecności korytarzy ekologicznych łączących ekosystemy obszarów Natura 2000. Podobnie jak w przypadku oddziaływań akustycznych, oddziaływania na obszary chronione powinny być przedmiotem każdorazowej, indywidualnej oceny w procesie oceny oddziaływania na środowisko przedsięwzięcia. Takie rozwiązanie zapewnia indywidualne podejście do bardzo zróżnicowanych potrzeb celów i przedmiotów ochrony obszarów prawnie chronionych i najlepiej zabezpiecza ochronę ich bioróżnorodności.

Aktualne tymczasowe ogólne wytyczne dotyczące oceny oddziaływania farm wiatrowych na nietoperze sugerują lokalizowanie elektrowni wiatrowych poza obszarami Natura 2000, których przedmiotem ochrony są nietoperze. Zaleca się także

nieumiejscawianie farm w sąsiedztwie wskazanych obszarów. Nie powinny one powstawać np. w odległości mniejszej niż 1km od znanych kolonii rozrodczych i zimowisk nietoperzy reprezentujących gatunki będące przedmiotem ochrony na danym obszarze.

Według ogólnych wytycznych dotyczących oceny oddziaływania farm wiatrowych na ptaki, projekty farm, dla których nie da się wykluczyć możliwości znaczącego negatywnego oddziaływania na cele ochrony obszaru Natura 2000, nie mogą być realizowane.

Parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, korytarze ekologiczne

Park krajobrazowy obejmuje obszar chroniony ze względu na wartości przyrodnicze, historyczne i kulturowe oraz walory krajobrazowe.

Obszar chronionego krajobrazu obejmuje tereny chronione ze względu na wyróżniający się krajobraz o zróżnicowanych ekosystemach, wartościowe ze względu na możliwość zaspokajania potrzeb związanych z turystyką i wypoczynkiem lub pełnioną funkcją korytarzy ekologicznych. Korytarze ekologiczne to obszary umożliwiające migrację roślin, zwierząt lub grzybów.

Projekty studiów uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gmin, miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, planów zagospodarowania przestrzennego województw oraz planów zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej w części dotyczącej tych obszarów chronionych i otulinie parku krajobrazowego wymagają uzgodnienia z właściwym miejscowo regionalnym dyrektorem ochrony środowiska w zakresie ustaleń tych planów, mogących mieć negatywny wpływ na ochronę przyrody na tych obszarach.

Przepis art. 17 ust. 1 ustawy OP **przewiduje możliwość wprowadzenia zakazów realizacji określonych inwestycji na terenie parku krajobrazowego. Zakaz może dotyczyć realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko za wyjątkiem tych inwestycji, dla których sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko nie jest obowiązkowe i przeprowadzona procedura oceny oddziaływania na środowisko wykazała brak niekorzystnego wpływu na przyrodę parku krajobrazowego** (w przypadku obszaru chronionego krajobrazu nie ma przesłanki dotyczącej sporządzenia raportu oddziaływania na środowisko).

Zakaz dotyczy również budowania nowych obiektów budowlanych w pasie szerokości 100 m od linii brzegów rzek, jezior i innych zbiorników wodnych z wyjątkiem obiektów służących turystyce wodnej, gospodarce wodnej lub rybackiej oraz lokalizowania obiektów budowlanych w pasie szerokości 200 m od krawędzi brzegów klifowych oraz w pasie technicznym brzegu morskiego. Zakaz dotyczący realizacji inwestycji na terenie parku krajobrazowego może być wyłączony m.in. w sytuacji realizacji inwestycji celu publicznego. Powyższe wyłączenie nie dotyczy farm wiatrowych.

Ograniczenia dotyczące korytarzy ekologicznych, tj. obszarów umożliwiających migrację roślin, zwierząt lub grzybów, wynikają z wytycznych dotyczących oceny oddziaływania farm wiatrowych na ptaki. Wytyczne te nie mają wiążącego charakteru. Sugeruje się w nich ograniczenie lokalizowania farm wiatrowych na obszarach stanowiących korytarze ekologiczne. Zwiększanie odległości lokalizacji farm wiatrowych w stosunku do takich korytarzy zmniejsza ryzyko negatywnego oddziaływania takiej inwestycji na gatunki wykorzystujące dany korytarz ekologiczny w celu przemieszczania się i migracji.

Pomniki przyrody, stanowiska dokumentacyjne, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe

Pomnikami przyrody są pojedyncze twory przyrody żywej i nieożywionej lub ich skupiska o szczególnej wartości przyrodniczej, naukowej, kulturowej, historycznej lub krajobrazowej oraz odznaczające się indywidualnymi cechami, wyróżniającymi je wśród innych tworów – okazałych rozmiarów drzewa, krzewy gatunków rodzimych lub obcych, źródła, wodospady, wywierzyśka, skałki, jary, głązy narzutowe oraz jaskinie.

Stanowiskami dokumentacyjnymi są niewyodrębniające się na powierzchni lub możliwe do wyodrębnienia, ważne pod względem naukowym i dydaktycznym miejsca występowania formacji geologicznych, nagromadzeń skamieniałości lub tworów mineralnych, jaskinie lub schroniska podskalne wraz z namuliskami oraz fragmenty eksploatowanych lub nieczynnych wyrobisk powierzchniowych i podziemnych.

Użytkami ekologicznymi są zasługujące na ochronę pozostałości ekosystemów mających znaczenie dla zachowania różnorodności biologicznej – naturalne zbiorniki wodne, śródpolne i śródleśne oczka wodne, kępy drzew i krzewów, bagna, torfowiska, wydmy, płaty nieużytkowanej roślinności, starorzecza, wychodnie skalne, skarpy, kamieńce, siedliska przyrodnicze oraz stanowiska rzadkich lub chronionych gatunków roślin, zwierząt i grzybów, ich ostoje oraz miejsca rozmnażania lub miejsca sezonowego przebywania.

Zespołami przyrodniczo-krajobrazowymi są fragmenty krajobrazu naturalnego i kulturowego zasługujące na ochronę ze względu na ich walory widokowe lub estetyczne.

W stosunku do tych form ochrony mogą być wprowadzone zakazy dotyczące ich użytkowania, jak np. zakaz zmiany sposobu użytkowania ziemi.

Ochrona gatunkowa roślin i zwierząt

Ochrona gatunkowa ma na celu zapewnienie przetrwania i właściwego stanu ochrony dziko występujących na terenie kraju lub innych państw członkowskich Unii Europejskiej rzadkich, endemicznych, podatnych na zagrożenia i zagrożonych wyginięciem oraz objętych prawną ochroną gatunków roślin, zwierząt i grzybów oraz ich siedlisk i ostoi, a także zachowanie różnorodności gatunkowej i genetycznej. Zatem ochrona taka obejmuje okazy gatunków oraz siedliska i ostoje roślin, zwierząt i grzybów. W celu zapewnienia takiej ochrony zwierząt objętych ochroną gatunkową mogą być ustalane strefy ochrony w miejscach ich rozrodu i regularnego przebywania (art. 46 ustawy OP).

Na podstawie delegacji z art. 48 i 49 ustawy OP minister właściwy ds. środowiska określa w drodze rozporządzenia gatunki roślin i zwierząt podlegających ochronie gatunkowej.

Gatunki zwierząt, których ochrona może mieć znaczenie z punktu widzenia inwestycji w farmy wiatrowe to przede wszystkim ptaki oraz nietoperze. Wybrane gatunki tych taksonów są uznane za chronione na podstawie rozporządzenia Ministra Środowiska w sprawie ochrony gatunkowej zwierząt z dnia 12 października 2011 (Dz. U. z 2011 r. Nr 237, poz. 1419), jako – w przypadku ptaków – zwierzęta objęte ochroną ścisłą albo zwierzęta objęte ochroną częściową, albo zwierzęta wymagające ustalenia stref ochrony ostoi, miejsc rozrodu lub regularnego przebywania, zaś w przypadku nietoperzy, jako zwierzęta objęte ochroną ścisłą, albo zwierzęta wymagające ustalenia stref ochrony ostoi, miejsc rozrodu lub regularnego przebywania.

Konsekwencją powyższej ochrony są wytyczne dotyczące ocen oddziaływania elektrowni wiatrowych na te gatunki, zgodnie z którymi zalecane jest m.in. przeprowadzanie inwentaryzacji przedrealizacyjnych terenów planowanych pod budowę farm wiatrowych, które mają ograniczyć tudzież wykluczyć potencjalny negatywny wpływ. Może to nastąpić m.in. poprzez korektę lokalizacji turbin, zmian ilości oraz mocy planowanych urządzeń, ograniczenie wielkości farmy wiatrowej itd. Ocena taka może doprowadzić również do decyzji inwestora o zaniechaniu in-

westycji. Tytułem przykładu, wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze zakładają, co do zasady, lokalizowanie elektrowni wiatrowych w odległości co najmniej 200 m od brzegów zbiorników i cieków wodnych wykorzystywanych przez nietoperze, za które uznaje się zbiorniki o brzegach w całości lub w części porośnięte roślinnością.

Lokalne warunki florystyczne oraz lokalne warunki środowiska wodnego wpływać mogą na zasady lokalizacji farm wiatrowych na danych obszarach.

W stosunku do podlegających ochronie gatunków roślin i zwierząt możliwe jest wprowadzanie przez ministra właściwego ds. środowiska zakazów, które ograniczać będą działalność inwestora. Zakaz dotyczyć może niszczenia ich siedlisk i ostoi. Odstępstwa od zakazów są ściśle limitowane (art. 51 i 52 ustawy OP).



7. Ustawa o ochronie gruntów rolnych i leśnych

PODSUMOWANIE

- Przeznaczenie na cele nierolnicze i nieleśne gruntów rolnych stanowiących użytki rolne klas I-III, jeżeli ich zwarty obszar projektowany do takiego przeznaczenia przekracza 0,5 ha wymaga uzyskania zgody Ministra Rolnictwa i Gospodarki Żywnościowej.
- W kwestii, czy w danym przypadku konieczna jest zgoda na przeznaczenie powyższych gruntów na cele nierolnicze lub nieleśne, decydująca jest powierzchnia gruntów rolnych (leśnych) przeznaczonych na realizację inwestycji w farmę wiatrową.

Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 1995 r. Nr 16, poz. 78, tj. z dnia 2 kwietnia 2004 r. (Dz. U. z 2004 r. Nr 121, poz. 1266), dalej również „ustawa o.g.r.l.” reguluje kwestie ochrony gruntów rolnych i leśnych, jak również zasady ich rekultywacji i poprawiania wartości użytkowej. Z punktu widzenia inwestycji w farmy wiatrowe kluczowa jest kwestia zmiany przeznaczenia tych gruntów na potrzeby planowanej inwestycji.

Zasady przeznaczania gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne określone są w rozdziale 2 ustawy o.g.r.l. Zasadą jest, że na cele nierolnicze i nieleśne można przeznaczać przede wszystkim grunty oznaczone w ewidencji gruntów jako nie-użytki, a w razie ich braku - inne grunty o najniższej przydatności produkcyjnej. Każda zmiana przeznaczenia gruntów wymaga zgody właściwych organów, spełnienia wymagań formalnych określonych w tym rozdziale oraz łączy się z ponoszeniem dodatkowych kosztów i opłat z tym związanych.

Zasadniczą kwestią w przypadku inwestycji w farmy wiatrowe jest ustalenie, czy zmiana przeznaczenia gruntów rolnych na powyższe cele jest wymagana. Zgodnie z art. 7 ust. 2 ustawy o.g.r.l., przeznaczenie na cele nierolnicze i nieleśne gruntów rolnych stanowiących użytki rolne klas I-III, **jeżeli ich zwarty obszar projektowany do takiego przeznaczenia przekracza 0,5 ha**, wymaga uzyskania zgody Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi.

Problematyczne jest w praktyce, jak należy ocenić spełnienie przesłanki „zwartego obszaru projektowanego do takiego przeznaczenia”. Brak jest w tym zakresie jednoznacznych wskazań, co do interpretacji tego pojęcia. Orzecznictwo sądów jest również niejednoznaczne. Przyjmuje się, że przez „zwarty” obszar należy rozumieć obszar, który w projekcie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego ma jednolite przeznaczenie i jest wytyczony liniami ograniczającymi oddzielającymi go od terenów o innym przeznaczeniu. Podstawą oceny są wskazania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. **W kwestii, czy w danym przypadku konieczna jest zgoda na przeznaczenie powyższych gruntów na cele nierolnicze lub nieleśne decydująca jest powierzchnia gruntów rolnych (leśnych) przeznaczonych na realizację tego celu.** Drugorzędne znaczenie ma literalne rozumienie przepisu poszukujące spełnienia przesłanki „zwartego” charakteru obszaru.

8. Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie

PODSUMOWANIE

- Ocena oddziaływania na środowisko jest instrumentem prawnym umożliwiającym kompleksową ocenę inwestycji w farmę wiatrową na środowisko naturalne. W wyniku takiej oceny identyfikowane są konkretne oddziaływania planowanego przedsięwzięcia na środowisko oraz wskazywane są sposoby zapobiegania, ograniczania lub minimalizowania skutków realizacji planowanej inwestycji na środowisko naturalne. W trakcie przeprowadzania oceny, poza wariantem planowanym do realizacji, analizowane są również inne rozwiązania realizacji planowanego przedsięwzięcia, w tym wariant najkorzystniejszy dla środowiska.
- Farmy wiatrowe zlokalizowane na polskich obszarach morskich lub o mocy zainstalowanej powyżej 100 MW zlokalizowane na lądzie zawsze będą podlegały obowiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko, zaś takie, które zostały posadowione w granicach obszarów chronionych oraz takie, których całkowita wysokość wyniesie przynajmniej 30 m, będą wymagały takiej oceny w drodze decyzji właściwego organu. Jednakże również te przedsięwzięcia, które nie przekroczą powyższych progów (np. turbiny wiatrowe niższe niż 30 m) mogą zostać poddane obowiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko, jeżeli właściwy organ na podstawie kryteriów określonych w art. 63 ust. 1 ustawy OOS uzna, że cechy przedsięwzięcia rodzą obowiązek przeprowadzenia takiej oceny oddziaływania na środowisko danej inwestycji.
- W ramach ocen oddziaływania na środowisko danej inwestycji, właściwy organ określa, analizuje oraz ocenia m.in.: bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi, dobra materialne, zabytki, wzajemne oddziaływanie między wyżej wymienionymi elementami, jak również możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko oraz określa się wymagany zakres monitoringu. Potwierdza to kompleksowość dokonywanej oceny oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko.
- Przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji organ właściwy do jej wydania zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadzana jest ocena oddziaływania planowanej inwestycji na środowisko. Prawo wniesienia odwołania od decyzji wydanej w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa oraz udział w postępowaniu na prawach strony służy organizacji ekologicznej nawet, jeżeli nie brała ona udziału w tym postępowaniu przed organem pierwszej instancji, o ile jest to uzasadnione celami statutowymi tej organizacji.

Zasady przeprowadzania oceny oddziaływania na środowisko określa ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U z 2008 r. Nr 199, poz. 1227 ze zm.) – „ustawa OOS” oraz wydane na jej podstawie rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r., w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2010 r. Nr 213, poz. 1397), dalej również „rozporządzenie OOS”.

Ocena oddziaływania na środowisko jest instrumentem prawnym umożliwiającym określenie wpływu planowanego przedsięwzięcia (inwestycji w farmę wiatrową) na poszczególne komponenty środowiska (stan powietrza, wód i gruntów, stan fauny i flory, ukształtowanie powierzchni ziemi, zabytki i dobra materialne, krajobraz i ludzi). **Poprzez dokonanie takiej oceny identyfikowane są konkretne oddziaływania planowanego przedsięwzięcia na środowisko oraz wskazywane są sposoby zapobiegania, ograniczania lub minimalizowania skutków realizacji planowanej inwestycji. W trakcie przeprowadzania oceny, poza wariantem planowanym do realizacji, analizowane są również inne rozwiązania realizacji planowanego przedsięwzięcia, w tym wariant najkorzystniejszy dla środowiska.**

Zgodnie z brzmieniem tych regulacji przedsiębiorca planujący realizację inwestycji w farmę wiatrową w pierwszej kolejności musi sprawdzić czy zgodnie z rozporządzeniem OOS wymaga ona przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i wydania decyzji po dokonaniu tej oceny.

Inwestycje można podzielić na takie, które wymagają obligatoryjnie dokonania takiej oceny przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji (tj. czy jest to inwestycja, dla której będzie z mocy prawa wymagany raport o oddziaływaniu na środowisko - tzw. I grupa); takie w stosunku, do których taka ocena nie jest potrzebna przed wydaniem powyższej decyzji (tzw. II grupa, w której organ ochrony środowiska ocenia czy potrzebna jest ocena, inwestycja może otrzymać decyzję środowiskową bez oceny, a więc i bez raportu) oraz takie, w stosunku do których nie występuje obowiązek uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji.

Następnie inwestor występuje o decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji według przepisów dla danej grupy przedsięwzięć, a następnie z ostateczną decyzją o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji może składać wniosek o pozwolenie na budowę.

Raport o ocenie oddziaływania na środowisko planowanej inwestycji sporządza się dla:

1. planowanego przedsięwzięcia mogącego **zawsze znacząco oddziaływać** na środowisko (przepis art. 59 ust.1 pkt 1 ustawy OOOŚ);
2. planowanego przedsięwzięcia mogącego **potencjalnie znacząco oddziaływać** na środowisko, gdzie organ wydaje postanowienie w sprawie obowiązku przeprowadzenia ocen oddziaływania na środowisko, tzw. *screening* (przepis art. 59 ust. 1 pkt 2 w zw. z art. 63 ust.1 ustawy OOOŚ);
3. Dla planowanego przedsięwzięcia **mogącego znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000**, które nie jest bezpośrednio związane z ochroną tego obszaru lub nie wynika z tej ochrony (przepis art. 59 ust. 2 pkt 1 ustawy OOOŚ).

Kwalifikacja przedsięwzięć do I lub II grupy dokonywana jest w oparciu o parametry zawarte w rozporządzeniu OOOŚ.

Do I grupy zaliczane są instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej (§ 2 ust. 1 pkt. 5 rozporządzenia OOOŚ).

Do II grupy zaliczane są:

1. instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, inne niż wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej (tj. inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia OOOŚ);
2. farmy wiatrowe lokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-5, 8 i 9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (tj. parki narodowe, rezerwaty przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, użytki ekologiczne, zespoły przyrodniczo-krajobrazowe);
3. farmy wiatrowe o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m (§ 3 ust. 1 pkt 6 rozporządzenia OOOŚ).

Powyższe oznacza, że farmy wiatrowe:

1. lokalizowane na obszarach morskich RP oraz o mocy zainstalowanej powyżej 100 MW zlokalizowane na lądzie zawsze będą podlegały obowiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko;
2. posadowione w granicach obszarów chronionych oraz takie, których całkowita wysokość wyniesie przynajmniej 30 m – będą podlegały takiemu obowiązkowi w drodze decyzji właściwego organu.

Jednakże również te przedsięwzięcia, które nie przekroczą powyższych progów (np. turbiny wiatrowe niższe niż 30 m) mogą zostać poddane obowiązkowi dokonania ocen oddziaływania na środowisko, jeżeli właściwy organ na podstawie kryteriów określonych w art. 63 ust. 1 ustawy OOS uznaje, że cechy przedsięwzięcia rodzą obowiązek przeprowadzenia takiej oceny oddziaływania na środowisko danej inwestycji.

Procedura

Postępowanie w zakresie ocen oddziaływania na środowisko uregulowane jest w art. 59-120 ustawy OOS. Zgodnie z tymi przepisami ocenę oddziaływania na środowisko przeprowadza się w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji (DŚU).

Ocena oddziaływania na środowisko obejmuje w szczególności:

1. złożenie wniosku i karty informacyjnej przedsięwzięcia;
2. sporządzenie raportu o ocenie oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko („raport OOS”);
3. weryfikację raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko;
4. uzyskanie wymaganych ustawą opinii i uzgodnień;
5. zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa w postępowaniu.

Wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) następuje przed uzyskaniem decyzji inwestycyjnych, m.in. przed uzyskaniem decyzji o pozwoleniu na budowę, decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego, decyzji o pozwoleniu na wzniesienie robót budowlanych czy też decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Organem właściwym do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (DŚU) dla farmy wiatrowej będzie wójt, burmistrz, prezydent miasta, zaś w przypadku farm wiatrowych realizowanych na obszarach morskich – regionalny dyrektor ochrony środowiska (RDOŚ).

Wymogi dotyczące wniosku

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji wydawana jest na wniosek inwestora. Powinien on spełniać wymogi formalne pisma określone w przepisach kodeksu postępowania administracyjnego (k.p.a.) Ponadto, do wniosku należy dołączyć:

1. w przypadku przedsięwzięć z grupy I – raport OOS, a jeżeli wnioskodawca wystąpił o określenie zakresu raportu – kartę informacyjną przedsięwzięcia⁹, w przypadku przedsięwzięć z grupy II – kartę informacyjną przedsięwzięcia;
2. poświadczoną przez właściwy organ kopię mapy ewidencyjnej obejmującej przewidywany teren, na którym będzie realizowane przedsięwzięcie oraz obszar, na który to przedsięwzięcie będzie oddziaływać;
3. dla przedsięwzięć, dla których organem prowadzącym postępowanie jest RDOŚ – wypis i wyrys z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jeżeli plan ten został uchwalony albo informację o jego braku;
4. wypis z ewidencji gruntów obejmujący przewidywany teren, na którym będzie realizowane przedsięwzięcie oraz obejmujący obszar, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie.

Raport OOS i kartę informacyjną przedsięwzięcia przedkłada się w trzech egzemplarzach, wraz z ich zapisem w formie elektronicznej na informatycznych nośnikach danych.

Kwalifikacja postępowania OOS

Regulacje w zakresie postępowania dotyczącego ocen oddziaływania na środowisko uregulowane są w art. 63-65 oraz art. 68-70 ustawy OOS. Obowiązek przeprowadzenia OOS dla planowanego przedsięwzięcia z grupy I wynika z powyższej regulacji. Dla przedsięwzięć z II grupy, jeżeli organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach stwierdzi potrzebę przeprowadzenia OOS, wydaje postanowienie o obowiązku jej przeprowadzenia (w terminie 30 dni od dnia wszczęcia postępowania). W postanowieniu tym organ określa również zakres raportu OOS.

W ramach OOS właściwy organ określa, analizuje oraz ocenia:

1. bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na:
 - a. środowisko oraz zdrowie i warunki życia ludzi,
 - b. dobra materialne,
 - c. zabytki,
 - d. wzajemne oddziaływanie między wyżej wymienionymi elementami,
 - e. dostępność do złóż kopalin;
2. możliwości oraz sposoby zapobiegania i zmniejszania negatywnego oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko;
3. wymagany zakres monitoringu.

Konsultacje z właściwymi organami

Jeżeli przeprowadzana jest OOŚ to przed wydaniem DŚU organ właściwy do jej wydania uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z RDOŚ oraz zasięga opinii odpowiedniego organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej w terminie 30 dni (art. 77 – 78 ustawy OOŚ).

RDOŚ w postanowieniu uzgadniającym:

1. uzgadnia realizację przedsięwzięcia oraz określa warunki tej realizacji;
2. o ile zachodzi taka potrzeba, przedstawia stanowisko, w którym stwierdza konieczność przeprowadzenia ponownej OOŚ oraz postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji budowlanych.

Udział społeczny

Przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji organ właściwy do jej wydania zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadzana jest ocena oddziaływania planowanej inwestycji na środowisko (art. 5, art. 29-38, art. 44 oraz art. 79 ustawy OOŚ). Udział społeczeństwa możliwy jest tylko w postępowaniu, w którym sporządzany jest raport o ocenach oddziaływania inwestycji na środowisko. W postępowaniu z udziałem społeczeństwa uwagi i wnioski mogą być wnoszone w terminie 21 dni.

Prawo wniesienia odwołania od decyzji wydanej w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa służy stronom postępowania, organizacji ekologicznej nawet, jeżeli nie brała ona udziału w tym postępowaniu przed organem pierwszej instancji, o ile jest to uzasadnione celami statutowymi tej organizacji. Wniesienie odwołania jest równoznaczne ze zgłoszeniem chęci uczestniczenia w postępowaniu. W postępowaniu odwoławczym organizacja ekologiczna uczestniczy na prawach strony. Na postanowienie o odmowie dopuszczenia do udziału w postępowaniu organizacji ekologicznej służy zażalenie.

Wydanie decyzji DŚU

Postępowanie kończy się wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach planowanej inwestycji (art. 80-86 ustawy OOŚ). Zgodnie z k.p.a. decyzję taką właściwy organ zobowiązany jest wydać w terminie 1 miesiąca (w sprawach szczególnie skomplikowanych w terminie 2 miesięcy) od dnia złożenia kompletnego wniosku o wyda-

nie decyzji. Do terminów załatwienia sprawy (tj. 1 lub 2 miesiące od złożenia wniosku) nie wlicza się terminów przewidzianych w przepisach prawa do dokonania określonych czynności, okresów zawieszenia postępowania oraz okresów opóźnień spowodowanych z winy strony albo z przyczyn niezależnych od organu (art. 35 § 5 k.p.a.).

Jeżeli w postępowaniu w sprawie wydania DŚU była przeprowadzona OOS, organ wydając decyzję bierze pod uwagę i wskazuje w uzasadnieniu sposób, w jaki zostały uwzględnione:

1. uzgodnienia i opinie właściwych organów;
2. ustalenia zawarte w raporcie OOS;
3. wyniki postępowania z udziałem społeczeństwa oraz wyniki postępowania w sprawie transgranicznego oddziaływania na środowisko, jeżeli zostało przeprowadzone.

Wydana decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach planowanej inwestycji (DŚU) wiąże organy wydające kolejne decyzje inwestycyjne. Dołącza się ją do wniosku o wydanie tych decyzji, przy czym złożenie wniosku powinno nastąpić w terminie do 4 lat od dnia, w którym DŚU stała się ostateczna. Termin ten można przedłużyć o 2 lata, jeżeli realizacja planowanego przedsięwzięcia przebiega etapowo, a warunki określone w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach nie zmieniły się.

Środki zaskarżenia DŚU

W przypadku stwierdzenia nieprawidłowości w zakresie wydawania DŚU lub w zakresie orzeczeń Samorządowych Kolegiów Odwoławczych dotyczących tej materii, GDOŚ kieruje wystąpienie, którego treścią może być w szczególności wnioski o stwierdzenie nieważności decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach lub orzeczenia Samorządowego Kolegium Odwoławczego. W takim wypadku, w sprawie o stwierdzenie nieważności decyzji lub orzeczenia Samorządowego Kolegium Odwoławczego, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska (GDOŚ), przysługują prawa strony w postępowaniu administracyjnym i postępowaniu przed sądem administracyjnym.

Stronom lub podmiotom uczestniczącym w postępowaniu na prawach strony służą środki zaskarżenia wydanych rozstrzygnięć przewidziane w przepisach k.p.a. Ponadto, organizacji ekologicznej służy skarga do sądu administracyjnego na decyzje wydane w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa, także w przypadku, gdy nie brała ona udziału w określonym postępowaniu. Musi to być jednak uzasadnione celami statutowymi tej organizacji.

Ponowna OOS

Ponowną ocenę oddziaływania na środowisko danej inwestycji w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji budowlanych przeprowadza się (art. 67 oraz art. 88-95 ustawy OOS):

1. na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji przedsięwzięcia złożony do organu właściwego do wydania decyzji budowlanej;
2. jeżeli konieczność przeprowadzenia OOS została stwierdzona przez organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
3. jeżeli organ właściwy do wydania decyzji budowlanej stwierdzi, że we wniosku o wydanie decyzji zostały dokonane zmiany w stosunku do wymagań określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach – w tym wypadku organ postanowieniem stwierdza obowiązek sporządzenia raportu OOS, jednocześnie określając zakres tego raportu.

W przypadku:

1. stwierdzenia konieczności przeprowadzenia OOS przez organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
2. złożenia przez podmiot planujący realizację przedsięwzięcia wniosku o przeprowadzenie OOS w ramach postępowania w sprawie decyzji budowlanej.

Przedsiębiorca planujący inwestycję w farmę wiatrową przedkłada wraz z wnioskiem o przeprowadzenie OOS raport OOS.

Raport powyższy powinien obejmować całość materiału, który wchodził w zakres raportu na etapie pierwszej oceny oddziaływania planowanej inwestycji na środowisko i dodatkowo elementy wymagane do dokonania ponownej oceny planowanej inwestycji na środowisko. **Należy mieć na uwadze, że na tym etapie ocenie podlega całość informacji. Ponowna ocena nie dotyczy tylko analizy nowych okoliczności, lecz całości planowanego przedsięwzięcia z uwzględnieniem warunków ustalonych w DŚU.** Ponowną OOS przeprowadza RDOŚ. Organem właściwym do rozpatrzenia uwag i wniosków zgłoszonych w związku z udziałem społeczeństwa prowadzonym w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji budowlanych jest RDOŚ, natomiast organem prowadzącym postępowanie z udziałem społeczeństwa jest organ właściwy do wydania decyzji budowlanej.

Po przeprowadzeniu ponownego postępowania OOS RDOŚ wydaje postanowienie w sprawie uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia. Postanowienie uzgadniające wiąże organ właściwy do wydania decyzji budowlanych. Właściwy organ wyda-

jąc decyzje budowlane uwzględnia warunki realizacji przedsięwzięcia określone w DŚU oraz w postanowieniu RDOŚ.

W decyzjach budowlanych właściwy organ może:

1. nałożyć na wnioskodawcę obowiązki dotyczące:
 - a. zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, a także wykonania kompensacji przyrodniczej,
 - b. przeciwdziałania skutkom awarii przemysłowych, w odniesieniu do przedsięwzięć zaliczanych do zakładów stwarzających zagrożenie wystąpienia poważnych awarii,
 - c. ograniczania transgranicznego oddziaływania na środowisko w odniesieniu do przedsięwzięć, dla których przeprowadzono postępowanie dotyczące transgranicznego oddziaływania na środowisko;
2. nałożyć na wnioskodawcę obowiązek przedstawienia analizy porealizacyjnej, określając jej zakres i termin przedstawienia;
3. stwierdzić konieczność utworzenia obszaru ograniczonego użytkowania, jeżeli konieczność ta nie została stwierdzona w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;
4. zmienić wymagania dotyczące ochrony środowiska konieczne do uwzględnienia w projekcie budowlanym, jeżeli potrzeba zmiany została stwierdzona w ramach OOŚ.

Organ zobowiązany jest stwierdzić konieczność wykonania kompensacji przyrodniczej lub nałożyć wymogi w zakresie zapobiegania, ograniczania, monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia, jeżeli potrzeba nałożenia tych obowiązków wynika z OOŚ.

Podobnie, jak przy DŚU, organ właściwy do wydania decyzji budowlanej odmawia zgody na realizację przedsięwzięcia, jeżeli z OOŚ wynika, że przedsięwzięcie może znacząco negatywnie oddziaływać na obszar Natura 2000 i nie zachodzą przesłanki wydania zezwolenia na realizację takiego przedsięwzięcia określone w art. 34 ustawy o ochronie przyrody (UoP).

Ocena oddziaływania przedsięwzięć na obszary NATURA 2000

Przepisy art. 59-112 ustawy OOŚ oraz art. 33-36 ustawa OP odrębnie regulują kwestię oceny oddziaływania planowanych inwestycji na obszary chronione Natura 2000.

W przypadku przedsięwzięć z grupy I lub II ocenę oddziaływania na obszar Natura 2000 przeprowadza się w ramach postępowania w sprawie DŚU. W przypadku przedsięwzięcia nienależącego do grupy I lub II, które nie jest bezpośrednio związane z ochroną obszaru Natura 2000 lub nie wynika z tej ochrony, organ wydający decyzję zezwalającą na realizację tego przedsięwzięcia jest obowiązany do rozważenia przed jej wydaniem, czy planowane przedsięwzięcie może potencjalnie znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000 (przedsięwzięcie z tzw. grupy III).

Jeżeli organ po rozważeniu uzna, że przedsięwzięcie może potencjalnie znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, nakłada na wnioskodawcę w drodze postanowienia, obowiązek przedłożenia właściwemu miejscowo RDOŚ:

1. wniosku o wydanie decyzji, której postępowanie dotyczy;
2. karty informacyjnej przedsięwzięcia;
3. poświadczonej przez właściwy organ kopii mapy ewidencyjnej, obejmującej przewidywany teren, na którym będzie realizowane przedsięwzięcie oraz obszar, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie;
4. w przypadku przedsięwzięć wymagających wydania decyzji górniczych zamiast kopii mapy ewidencyjnej – mapy sytuacyjno-wysokościowej, sporządzonej w skali umożliwiającej szczegółowe przedstawienie przebiegu granic terenu, którego dotyczy wnioski oraz obejmującej obszar, na który będzie oddziaływać przedsięwzięcie;
5. wypisu i wyrysu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jeżeli plan ten został uchwalony albo informacji o jego braku.

Po otrzymaniu tych dokumentów RDOŚ bada czy przedsięwzięcie może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000. W badaniu tym organ uwzględnia łącznie uwarunkowania wskazane w art. 63 ust. 1 ustawy OOS, w szczególności odnosząc je do integralności i spójności obszarów Natura 2000 oraz biorąc pod uwagę skumulowane oddziaływanie przedsięwzięcia z innymi przedsięwzięciami.

Jeżeli RDOŚ uzna, że przedsięwzięcie może znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, wydaje postanowienie (w terminie 14 dni) o obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000. W postanowieniu tym organ zobowiązuje wnioskodawcę do przedłożenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 i określa zakres tego raportu. Zakres ten powinien być ograniczony do określenia oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000. Raport przedkładany jest w dwóch egzemplarzach wraz z ich zapisem w formie elektronicznej na informatycznych nośnikach danych.

Jeżeli RDOŚ po przeanalizowaniu dokumentacji uzna, że przedsięwzięcie nie będzie znacząco oddziaływać na obszar Natura 2000, wydaje postanowienie (w terminie 14 dni) o braku potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania na ten obszar.

Ocenę oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 dla przedsięwzięć z grupy III przeprowadza RDOŚ. Przed wydaniem postanowienia uzgadniającego RDOŚ przekazuje organowi prowadzącemu postępowanie główne raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 i występuje do niego o zapewnienie możliwości udziału społeczeństwa. Organem właściwym do rozpatrzenia uwag i wniosków zgłoszonych w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa prowadzonym w ramach postępowania jest RDOŚ, natomiast organem prowadzącym postępowanie z udziałem społeczeństwa jest organ właściwy do wydania decyzji głównej. **Co do zasady wydanie zezwolenia na przedsięwzięcie mogące osobno lub w połączeniu z innymi działaniami znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000 jest zabronione.**

Znaczące negatywne oddziaływania to oddziaływania wpływające na cele obszaru Natura 2000 w szczególności mogące pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych lub siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla których został wyznaczony obszar Natura 2000, wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000 lub pogorszyć integralność obszaru Natura 2000 albo jego powiązania z innymi obszarami.

Działanie mogące znacząco negatywnie oddziaływać na cele obszaru Natura 2000 może zostać zrealizowane wyłącznie, jeżeli spełnione są jednocześnie wszystkie przesłanki określone w art. 34 ustawy OP:

1. brak jest rozwiązań alternatywnych;
2. przemawiają za tym konieczne wymogi **nadrzędnego interesu publicznego**, w tym wymogi o charakterze społecznym lub gospodarczym;
3. zostanie zapewnione wykonanie kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000.

W przypadku, gdy znaczące negatywne oddziaływanie dotyczy siedlisk i gatunków priorytetowych wymogi udzielenia zezwolenia na inwestycję są znacznie ostrzejsze. Zezwolenie może zostać tutaj wydane wyłącznie w celu:

1. ochrony zdrowia i życia ludzi, zapewnienia bezpieczeństwa powszechnego;
2. uzyskania korzystnych następstw o pierwszorzędym znaczeniu dla środowiska przyrodniczego;
3. wynikającym z koniecznych wymogów nadrzędnego interesu publicznego, po uzyskaniu opinii Komisji Europejskiej.

Postanowienie w sprawie uzgodnienia realizacji przedsięwzięcia

Po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 RDOŚ w terminie 45 dni od dnia otrzymania raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 wydaje postanowienie w sprawie uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia w zakresie oddziaływania na obszar Natura 2000.

RDOŚ uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia, jeżeli:

1. z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 wynika, że przedsięwzięcie nie będzie znacząco negatywnie oddziaływać na ten obszar;
2. z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 wynika, że przedsięwzięcie może znacząco negatywnie oddziaływać na ten obszar, ale zachodzą przesłanki udzielenia zezwolenia na realizację takiego przedsięwzięcia określone w art. 34 ustawy OP.

Jeżeli z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 wynika, że przedsięwzięcie może znacząco negatywnie oddziaływać na ten obszar, a nie zachodzą przesłanki udzielenia zezwolenia na realizację takiego przedsięwzięcia, RDOŚ odmawia uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia.

W decyzji głównej wymaganej przed rozpoczęciem realizacji przedsięwzięcia z grupy III uwzględnia się warunki realizacji przedsięwzięcia określone w uzgodnieniu RDOŚ.

9. Składając wniosek o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla przedsięwzięcia z grupy I, zamiast raportu OOS wnioskodawca może złożyć kartę informacyjną przedsięwzięcia wraz z wnioskiem o określenie zakresu raportu.

REGULACJE W ZAKRESIE PODATKOWYM

9. Regulacje w zakresie podatkowym

Maciej Rapkiewicz*, Robert Zajdler

PODSUMOWANIE

- Głównym obciążeniem podatkowym przedsiębiorcy prowadzącego farmę wiatrową jest na ogół podatek od nieruchomości. W związku z powyższym inwestycja w farmę wiatrową może zwiększać przede wszystkim dochody gmin. Podatek od nieruchomości stanowi dochód gminny, która jest głównym beneficjentem tej inwestycji.
- Zwiększenie dochodów gminy z tytułu podatku od nieruchomości, będące konsekwencją inwestycji w farmy wiatrowe, może prowadzić do obniżenia (bądź pozbawienia) kwoty części podstawowej subwencji ogólnej. Wzrost dochodów gminy z tytułu podatku od nieruchomości może powodować (w przypadku gmin o wskaźniku dochodów na mieszkańca niższym niż 92% średniej dochodów dla wszystkich gmin w Polsce) obniżenie podstawy do naliczenia części podstawowej subwencji ogólnej. Wzrost dochodów podatkowych jest zazwyczaj *per saldo* finansowo bardziej korzystny dla jednostki samorządu, nawet jeżeli obniżeniu ulega kwota subwencji.
- Zwiększenie dochodów z tytułu podatku od nieruchomości może natomiast nie oddziaływać na wysokość części uzupełniającej subwencji ogólnej oraz subwencji równoważącej (tzw. „janosikowego”). Poza przypadkami, gdy wzrost dochodów z podatku od nieruchomości powoduje, że gmina osiąga wskaźnik dochodów podatkowych powyżej poziomu 150% wskaźnika dla wszystkich gmin w Polsce, wspomniany wzrost dochodów wpływa na mechanizm naliczania części uzupełniającej subwencji ogólnej. Podobna sytuacja występuje w przypadku „janosikowego”. Nawet jednak w takich przypadkach wzrost dochodów podatkowych przewyższa straty z tytułu mniej korzystnego mechanizmu subwencyjnego.

Na przedsiębiorstwach z branży energetyki wiatrowej, jak i na podmiotach działających w innych sektorach, spoczywają obowiązki związane z daninami publicznymi. Zasady płacenia powyższych danin, zgodnie z art. 5 ust. 2 pkt 1 ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. 2009 r. Nr 157, poz. 1240, ze zm.) dalej również „ustawa fp”, do których zalicza się: podatki, składki, opłaty, wpłaty z zysku przedsiębiorstw państwowych i jednoosobowych spółek Skarbu Państwa, a także inne świadczenia pieniężne, których obowiązek ponoszenia na rzecz państwa, jednostek samorządu terytorialnego, państwowych funduszy celowych oraz innych jednostek sektora finansów publicznych wynika z odrębnych ustaw.

Przedsiębiorstwa mogą być płatnikami podatków pośrednich, tj. podatku od towarów i usług oraz akcyzowego, które w całości trafiają do budżetu centralnego. Przedsiębiorstwa płacą ponadto podatki bezpośrednie, tj. podatki dochodowe i majątkowe. Część wpływów z podatków bezpośrednich trafia do budżetu państwa, a część zasila jednostki samorządu terytorialnego (JST), na terenie których zarejestrowana i wykonywana jest dana działalność.

Biorąc pod uwagę wskazany skutek fiskalny w wymiarze lokalnym, należy zauważyć, iż pojawienie się nowej inwestycji bądź rozszerzenie zakresu istniejącej, jeżeli wiąże się ze wzrostem wysokości płaconych obciążeń, jest korzystne z punktu widzenia finansowego dla jednostek samorządu terytorialnego. Podstawowymi celami ekonomicznymi JST powinno być utrzymanie lub zwiększanie liczby miejsc pracy na danym terytorium oraz powiększanie potencjału dochodowego określonej JST.

W przypadku przedsiębiorstw z branży energetyki wiatrowej, z uwagi na specyfikę działalności, trudno zakładać znaczące zwiększenie liczby miejsc pracy, zatem pojawienie się inwestycji nie wpłynie bezpośrednio na zwiększenie wpływów z tytułu podatku dochodowego (PIT) osób zamieszkujących daną JST, dla których farma wiatrowa byłaby pracodawcą. Natomiast, aby rzetelnie odpowiedzieć na pytanie o wpływ inwestycji w farmy wiatrowe na finanse danego samorządu, należy dokonać analizy, co składa się na dochody poszczególnych szczebli JST, a także wpływu bezpośrednich obciążeń ponoszonych przez przedsiębiorcę działającego w tej branży.

Dochody JST w Polsce

Jednostkami zasadniczego trójstopniowego podziału administracyjnego jaki obecnie obowiązuje w Polsce są: gminy (jako podstawowa jednostka samorządu terytorialnego w Polsce), powiaty (w tym grodzkie, zwane także miastami na prawach powiatu) i województwa, które różnią się pomiędzy sobą kompetencjami, ale także m.in. źródłami i wysokością dochodów.

Stanowiące podstawowy szczebel podziału administracyjnego gminy dzielą się na gminy miejskie, gminy miejsko-wiejskie oraz gminy wiejskie, a wskazane rozróżnienie ma znaczenie również z punktu widzenia zasad ich finansowania. Obecnie w Polsce jest 16 województw, 379 powiatów (w tym 65 grodzkich) oraz 2478 gmin (z czego 306 miejskich, 586 miejsko-wiejskich oraz 1586 wiejskich).

Dla prawidłowej realizacji zadań JST konieczne jest zapewnienie finansowania. Zgodnie z art. 3 ust. 1 i 3 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2003 r. Nr 203, poz. 1966, tj. z dnia 28 kwietnia

2010 r. Dz. U. z 2010 r. Nr 80, poz. 526, ze zm.), dalej również „ustawa o djst”, dochodami jednostek samorządu terytorialnego są:

1. dochody własne;
2. subwencja ogólna;
3. dotacje celowe z budżetu państwa;
4. środki pochodzące ze źródeł zagranicznych niepodlegające zwrotowi;
5. środki pochodzące z budżetu Unii Europejskiej;
6. inne środki określone w odrębnych przepisach.

Dochody własne (w ujęciu węższym) JST stanowią tylko te dochody, w których występuje władztwo podatkowe lub posiadanie własności określonych źródeł dochodów albo uprawnień do wprowadzania i kształtowania określonych dochodów. W ujęciu szerszym, zgodnie z art. 167 ust. 2 Konstytucji RP, dochodami własnymi są te dochody, które nie stanowią subwencji ogólnej i dotacji celowych z budżetu państwa, a więc są zaliczane do dochodów własnych również dochody z tytułu udziału we wpływach z podatków dochodowych stanowiących dochód budżetu państwa. Na takim stanowisku stoją również przepisy ustawy o djst, a zgodnie z art. 3 ust. 2 tej ustawy, dochodami własnymi JST są udziały we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych oraz z podatku dochodowego od osób prawnych.

Zgodnie z dychotomicznym podziałem dochodów JST dzielą się one na wspomniane wyżej dochody własne oraz uzupełniające. Subwencja ogólna, dotacje celowe i inne dochody zaliczane są do tzw. „dochodów uzupełniających” (zwanymi również „dochodami transferowymi”) JST.

Należy podkreślić, że zarówno dochody własne, jak i dochody uzupełniające występują na każdym szczeblu JST, choć obie kategorie różnią się pomiędzy sobą w zależności od szczebla. Ponadto występuje zróżnicowanie ich wysokości nominalnej oraz udziału w łącznych dochodach nie tylko pomiędzy szczeblami JST, ale także jednostkami w ramach jednego szczebla.

W roku 2011 dochody własne w JST w Polsce wyniosły 48,8% wszystkich dochodów z czego w gminach 45,5% (ale w wiejskich ponad 58,5%), w powiatach 27,7%, w miastach na prawach powiatu 63,2%, a w województwach – 44,3%.

Proporcje pomiędzy dochodami własnymi i uzupełniającymi zmieniają się także dynamicznie (w zależności od różnych przyczyn) w poszczególnych latach. Poniższa tabela przedstawia zmiany wysokości dochodów własnych i uzupełniających dla całego sektora JST w Polsce w latach 2006 - 2011 (dane w mln zł):

TABELA 7. **Dochody własne i pozostałe sektora samorządowego w latach 2006 - 2011.**

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
środki własne (podatki, opłaty)	62 883	74 134	78 818	75 191	78 272	83 429
środki uzup. (dotacje, subwencje)	54 163	57 244	64 771	79 802	84 543	87 774

ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie różnych źródeł.

Wartość nominalna dochodów własnych sektora samorządowego wzrosła jednak w analizowanym okresie o ponad 20,5 mld zł. Dochody własne wzrastały we wskazanym okresie jednak wolniej niż pozostałe dochody sektora samorządu terytorialnego, do czego przyczynił się spadek ich wysokości po roku 2009. Dopiero w roku 2011 dochody własne przekroczyły wysokość nominalną z roku 2008 (o nieco ponad 4,5 mld zł) o 5,8%, jednak ich wysokość realna w tym czasie uległa obniżeniu.

Ponadto, charakterystyczna jest zależność pomiędzy wysokością dochodów własnych a wysokością dochodów uzupełniających w danej jednostce samorządu terytorialnego. Zwiększenie dochodów własnych, w tym podatków płaconych przez przedsiębiorców, może prowadzić do zmiany wysokości podstawy do ustalenia niektórych z rodzajów subwencji. Zagadnienie zostanie omówione bardziej szczegółowo w dalszej części tekstu.

Dochody własne JST

Do źródeł dochodów własnych JST, zgodnie z przepisami ustawy o djst (przepis art. 4 ustawy o djst dotyczy gmin, art. 5 – powiatów, art. 6 – województw), zaliczane są m.in.: wpływy z podatków (od nieruchomości, rolnego, leśnego, od środków transportowych, dochodowego od osób fizycznych, opłacanego w formie karty podatkowej, od spadków i darowizn, od czynności cywilnoprawnych), wpływy z opłat, (skarbowej, targowej, miejscowej, uzdrowiskowej i od posiadania psów, eksploatacyjnej, innych stanowiących dochody gminy, uiszczanych na podstawie odrębnych przepisów); dochody uzyskiwane przez gminne jednostki budżetowe oraz wpłaty od gminnych zakładów budżetowych, dochody z majątku gminy, spadki, zapisy i darowizny na rzecz gminy, dochody z kar pieniężnych i grzywien określonych w odrębnych przepisach, 5,0% dochodów uzyskiwanych na rzecz budżetu państwa, w związku z realizacją zadań z zakresu administracji rządowej oraz innych zadań zleconych ustawami, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej, odsetki od pożyczek udzielanych przez gminę, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej, odsetki od nieterminowo przekazywanych należności stanowiących dochody gminy, odsetki od środków finansowych gromadzonych na rachunkach bankowych gminy, o ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej, dotacje z budżetów innych jednostek samorządu terytorialnego, inne dochody należne gminie na podstawie odrębnych przepisów.

Podstawowym źródłem dochodów własnych (z wyjątkiem szczebla wojewódzkiego) są dochody podatkowe, w tym przede wszystkim podatki lokalne. Podatki uznawane są za lokalne, biorąc pod uwagę kryterium kompetencji organów lokalnych w zakresie ustalania elementów konstrukcji stawek podatków (stawek, ulg i zwolnień podatkowych), kryterium budżetu, do którego podatki wpływają (organy JST mają wyłączność korzystania z całości wpływów pochodzących z danego podatku), kryterium związku z zadaniami władz samorządowych czy też kryterium ze środowiskiem i stosunkami lokalnymi. Z podatków lokalnych największe znaczenie w budżetach JST posiadają wpływy z podatku od nieruchomości. Mimo, że podatek od nieruchomości stanowi jedynie źródło dochodów gmin i miast na prawach powiatu, łączny udział dochodów z tego tytułu we wszystkich dochodach własnych wszystkich szczebli JST w roku 2011 przekroczył 19%. W przypadku dochodów gmin udział dochodów z podatku od nieruchomości we wszystkich dochodach własnych wynosił 28,3%.

Warto podkreślić, że JST mają wyższe wpływy niż z podatku od nieruchomości jedynie z podatku dochodowego od osób fizycznych. Podatki dochodowe (zarówno od osób fizycznych, jak i prawnych) nie są podatkami lokalnymi, a zasilają przede wszystkim budżet państwa. Udziały w podatkach dochodowych różnią się w poszczególnych szczeblach JST. Wysokość udziału we wpływach z podatków dochodowych dla poszczególnych szczebli JST przedstawia poniższa tabela.

TABELA 8. **Udział we wpływach z podatków dochodowych.**

	Gmina	Powiat	Województwo
Z podatku dochodowego od osób fizycznych (PIT) zamieszkujących na terenie JST	39,34%	10,25%	1,6%
Z podatku dochodowego od osób prawnych (CIT) i jednostek organizacyjnych nieposiadających osobowości prawnej, posiadających siedzibę na terenie JST	6,71%	1,4%	14,0%

ŹRÓDŁO: Opracowanie własne na podstawie różnych źródeł.

W odniesieniu do inwestora farmy wiatrowej potencjalne zwiększenie wpływów do budżetu JST z tytułu podatków dochodowych przez przedsiębiorcę nie będzie miało znaczącego wpływu na sytuację finansową jednostki. Nawet jednostkowo wysoki podatek dochodowy płacony przez takiego przedsiębiorcę (niezależnie czy jest płatnikiem PIT czy CIT), nie powinien wpływać w zasadniczy sposób na znaczącą zmianę dochodów własnych samorządu. Natomiast przedsiębiorca prowadzący farmę wiatrową, z uwagi na specyfikę swojej działalności, może być znaczącym (z punktu widzenia wysokości wpływów) płatnikiem podatku od nieruchomości.

Należy przy tym pamiętać, że zmiana wysokości wpływów danej gminy (w mniejszym stopniu miasta na prawach powiatu, z uwagi na wyższą bazę podatkową) z tytułu dochodów własnych, a w analizowanym przypadku z tytułu podatku od nieruchomości, wynikająca z pozyskania lub rozszerzenia skali inwestycji, może wpływać na wysokość subwencji ogólnej otrzymywanej przez JST. W przypadku inwestycji z branży energetyki wiatrowej efekt taki może występować głównie w gminach o stosunkowo niewielkich dochodach własnych, w których inwestycja prowadzi do zwiększenia dochodów z tytułu podatku od nieruchomości.

Dochody uzupełniające

Do dochodów uzupełniających zaliczane są subwencje oraz dotacje celowe z budżetu państwa na finansowanie w całości lub dofinansowanie ściśle określonych zadań własnych lub zleconych JST. Zwiększenie dochodów własnych z tytułu pozyskania inwestycji nie ma bezpośredniego wpływu na wysokość dotacji celowych. Natomiast subwencja ogólna, zgodnie z przepisami ustawy o djst podzielona jest na następujące części:

1. oświatową dla gminy, powiatu, województwa;
2. wyrównawczą dla gminy, powiatu i województwa;
3. równoważącą dla gminy i powiatu;
4. regionalną dla województwa;
5. rekompensującą dla gminy.

Uznaje się, że subwencja ogólna winna spełniać funkcję regulacyjną i stymulującą. Funkcja regulacyjna polega na przeciwdziałaniu utrwalaniu i pogłębianiu się dysproporcji terytorialnych w zakresie dóbr publicznych i dóbr społecznie wytwarzanych przez sektor finansów publicznych (dysproporcje wynikają z warunków naturalnych, różnic w stanie infrastruktury społecznej i technicznej). Funkcja stymulująca polega na pobudzaniu rozwoju ekologicznego, społecznego i gospodarczego JST.

Warto zaznaczyć, że zarówno zwolennicy jak i przeciwnicy stosowania dochodów uzupełniających, podnoszą argumenty za poparciem przedstawianej przez siebie tezy. Za dochodami transferowymi (w tym subwencjami) dla JST przemawiają m.in.: zróżnicowanie w sytuacji gospodarczej poszczególnych regionów kraju, realizacja polityki redystrybucyjnej państwa czy konieczność zachowania standardu usług (np. w takich obszarach jak oświata lub opieka społeczna) w skali państwa do czego konieczne jest właśnie dofinansowanie zadań generujących efekty zewnętrzne. Natomiast wśród argumentów przeciwko stosowaniu subwencji znajdują się m.in. fakt, że nie wpływają na efektywną alokację zasobów środków publicznych, nie przyczyniają się do zwiększenia zakresu samodzielności finansowej JST (są niestabilne, często uznaniowo przyznawane, co niekorzystnie wpływa na

celowość i skuteczność realizacji wieloletnich planów finansowych jednostek), a także mogą zniechęcać władze samorządowe do podejmowania działań mających na celu podniesienie wydajności dochodów własnych i efektywne ściąganie należności budżetowych.

Subwencja ogólna stanowi pomoc finansową udzielaną przez państwo JST na podstawie obiektywnych i enumeratywnie określonych kryteriów, m.in.: wysokości bazy podatkowej w przeliczeniu na głowę mieszkańca czy liczby mieszkańców. Zgodnie z art. 3 ust. 1 ustawy o djst subwencja ogólna może przysługiwać wszystkim jednostkom samorządu terytorialnego po spełnieniu określonych ustawowo kryteriów. Kwoty przeznaczone na poszczególne części subwencji ogólnej dla każdego szczebla jednostek samorządu terytorialnego określa ustawa budżetowa (art. 19 ustawy o djst). Część środków subwencji ogólnej pochodzi z obowiązkowych wpłat dokonywanych przez jednostki samorządu terytorialnego do budżetu państwa z przeznaczeniem na część równoważącą subwencji ogólnej. O przeznaczeniu środków otrzymanych z tytułu subwencji ogólnej decyduje organ stanowiący danej jednostki samorządu terytorialnego (art. 7 ust. 3 ustawy o djst), zatem nie jest on w żaden sposób ograniczony, co do celu, na jaki chce przeznaczyć środki (co występuje np. w przypadku dotacji celowych).

Rodzaje subwencji

Część oświatowa, która przysługuje wszystkim szczeblom JST, ustalana jest w łącznej kwocie określonej corocznie w ustawie budżetowej. Od kwoty tej odlicza się 0,6% na rezerwę tej części subwencji ogólnej, pozostała zaś część, po wyłączeniu rezerwy, jest rozdzielana pomiędzy poszczególne jednostki według zasad uwzględniających zakres zadań realizowanych przez JST. Wysokość subwencji dla poszczególnych JST ustala się według kalkulacji budżetowej na podstawie algorytmu uwzględniającego m.in. typy i rodzaje szkół oraz placówek prowadzonych przez JST, stopnie awansu zawodowego nauczycieli oraz liczbę uczniów w szkołach i w placówkach oświatowych prowadzonych przez JST. Zwiększenie dochodów własnych przez jednostkę nie ma zatem wpływu na wysokość otrzymywanej subwencji w części oświatowej.

Subwencja wyrównawcza jest podstawowym składnikiem subwencji ogólnej. Składa się z kwoty podstawowej i kwoty uzupełniającej (art. 20 ust. 1 ustawy o djst). Celem kwoty podstawowej jest podniesienie dochodów w gminach o niskich dochodach podatkowych w przeliczeniu na jednego mieszkańca.

Podatek od nieruchomości płacony przez przedsiębiorcę działającego w branży energetyki wiatrowej może mieć znaczący wpływ na wysokość dochodów własnych gminy, a także oddziaływać na wysokość kwoty podstawowej

subwencji wyrównawczej. Mechanizm naliczania części wyrównawczej subwencji ogólnej dla gmin zostanie szczegółowo omówiony w dalszej części opracowania.

Natomiast kwota uzupełniająca służy stymulacji wzrostu gęstości zaludnienia w tych gminach, w których średnia gęstość zaludnienia jest niższa od średniej gęstości zaludnienia w kraju. Kwotę uzupełniającą subwencji wyrównawczej otrzymuje gmina, w której gęstość zaludnienia jest niższa od średniej gęstości zaludnienia w kraju (art. 20 ust. 7 ustawy o djst). Jeżeli jednak w takiej gminie wskaźnik G (oznaczający potencjał podatkowy danej gminy; szerzej poniżej) jest wyższy niż 150% wskaźnika Gg (oznaczający potencjał podatkowy wszystkich gmin w Polsce), gmina ta nie otrzymuje kwoty uzupełniającej. W związku z powyższym poza przypadkami, w których wzrost dochodów własnych na skutek pojawienia się inwestycji w gminie nie oznacza przekroczenia przez gminę granicy powyżej 150% potencjału podatkowego gmin w całym kraju, taki wzrost nie ma znaczenia na wysokość kwoty uzupełniającej subwencji wyrównawczej.

W przypadku powiatów, podobnie jak w przypadku gmin, subwencja wyrównawcza składa się z kwoty podstawowej i uzupełniającej. Kwota podstawowa przysługuje powiatom, których dochody podatkowe na 1 mieszkańca są mniejsze od średnich dochodów podatkowych na 1 mieszkańca wszystkich powiatów w Polsce. Kwota ta jest odpowiednikiem 88% różnicy pomiędzy średnimi dochodami podatkowymi danego powiatu w przeliczeniu na mieszkańca pomnożonej przez liczbę mieszkańców danego powiatu. Kwotę uzupełniającą otrzymują powiaty, w których wskaźnik bezrobocia przekracza 110% wartości wskaźnika bezrobocia w Polsce. Jak już wspomniano, inwestycja w postaci farmy wiatrowej nie generuje znaczącego wzrostu miejsc pracy, zatem nie prowadzi do obniżenia wskaźników bezrobocia. Nie będzie również oddziaływać na wysokość średnich dochodów powiatu, przez co pozostaje neutralną dla wysokości subwencji danej jednostki szczebla powiatowego.

W przypadku województw subwencja wyrównawcza również dzieli się na kwotę podstawową i uzupełniającą. Kwotę podstawową otrzymują województwa, w których wskaźnik dochodów podatkowych na 1 mieszkańca jest mniejszy niż odpowiedni wskaźnik liczony dla wszystkich województw. Wysokość części wyrównawczej dla województwa ustala się mnożąc liczbę stanowiącą 70% różnicy pomiędzy wskaźnikiem dochodów podatkowych dla wszystkich województw, a wskaźnikiem dochodów podatkowych w danym województwie przez liczbę jego mieszkańców. Kwotę uzupełniającą otrzymują województwa, w których liczba mieszkańców nie przekracza 3 mln, a wysokość tej kwoty oblicza się mnożąc liczbę stanowiącą 9% dochodów podatkowych dla wszystkich województw przez przeliczeniową liczbę mieszkańców. Zatem i w przypadku województw dodatkowe wpływy z podatków płaconych przez przedsiębiorcę prowa-

dążącego farmę wiatrową będą miały neutralny wpływ na wysokość subwencji w części wyrównawczej.

Część równoważąca (dla gmin i powiatów) lub regionalna (dla województw) subwencji ogólnej nazywana jest „janosikowym”. Wspomniany wzrost dochodów własnych gminy w wyniku pozyskania inwestycji może w określonych sytuacjach oddziaływać na wysokość części równoważącej subwencji, dlatego też mechanizm, w tym sposób wyliczenia „janosikowego” dla gmin, zostanie opisany w dalszej części opracowania.

W przypadku powiatów łączna kwota części równoważącej jest natomiast równa kwocie wszystkich wpłat dokonanych do budżetu państwa przez powiaty, w których dochody podatkowe na 1 mieszkańca są większe niż 110% średniej krajowej. Powiaty, które mają ten wskaźnik na poziomie powyżej 125% średniej krajowej są zobowiązane do przekazywania większości uzyskanej nadwyżki do budżetu państwa.

Natomiast dla szczebla województw „janosikowe” ustalane jest w wysokości łącznej kwoty wpłat województw do budżetu państwa. Wpłaty tych dokonują województwa, w których wskaźnik dochodów podatkowych na 1 mieszkańca w danym województwie jest większy od 110% odpowiedniego wskaźnika dla kraju. Kwotę stanowiącą 20% części regionalnej dzieli się między województwa o stopie bezrobocia wyższej niż 110% średniej stopy bezrobocia w Polsce. Kwotę stanowiącą 40% części regionalnej dzieli się między województwa, w których powierzchnia dróg wojewódzkich w przeliczeniu na 1 mieszkańca jest wyższa od powierzchni dróg wojewódzkich w przeliczeniu na 1 mieszkańca na terenie kraju. Kwota stanowiąca 10% części regionalnej przekazywana jest do województw o PKB niższym od 75% PKB w kraju w przeliczeniu na 1 mieszkańca. Kwotę stanowiącą 30% części regionalnej przekazuje się województwom jako uzupełnienie dochodów w związku ze zmianą finansowania zadań szczególnie związanych z finansowaniem regionalnych kolejowych przewozów pasażerskich.

Zatem zarówno w przypadku powiatów jak i województw wzrost dochodów własnych generowany przez przedsiębiorcę prowadzącego farmę wiatrową nie będzie wpływać na wysokość „janosikowego” dla powiatu oraz województwa, na terenie których pojawia się taka inwestycja.

Zwiększenie dochodów gminy z tytułu podatku od nieruchomości, będące efektem inwestycji w postaci farmy wiatrowej, prowadzi do obniżenia (bądź pozbawienia) jej kwoty części podstawowej subwencji ogólnej. Wspomniane zwiększenie dochodów może natomiast pozostawać bez wpływu na wysokość części uzupełniającej subwencji ogólnej oraz subwencji równoważącej (tzw. „janosikowego”).

Podatek od nieruchomości

Dodatkowe dochody z tytułu podatku od nieruchomości odprowadzonego przez inwestora farmy wiatrowej mogą mieć wpływ na finanse gminy oraz miasta na prawach powiatu.

Podatek od nieruchomości jest jednym z najważniejszych źródeł dochodów podatkowych gmin w Polsce. W 2011 r. łączne dochody podatkowe gmin wyniosły 34,489 mld zł, z czego od wpływów z podatku od nieruchomości w wysokości 9,770 mld zł, wyższy był tylko udział we wpływach z podatku PIT (11,339 mld zł). Ponadto, w roku 2011 wpłynęło ponad 6,46 mld zł z tytułu podatku od nieruchomości, co stanowiło 18% wszystkich dochodów własnych tego szczebla JST.

Podatek od nieruchomości (obok podatku od środków transportu), należy do tych podatków lokalnych, w których władze gminy mogą kształtować jego elementy konstrukcyjne. Kompetencje organów gmin i miast na prawach powiatu w zakresie podatku od nieruchomości są szerokie. Mogą one określać stawki podatku i różnicować ich wysokość, np. w zależności od lokalizacji, rodzaju prowadzonej działalności. Zarządzają również pobór podatku w drodze inkasa, a także mogą wprowadzać zwolnienia przedmiotowe inne niż określone w ustawie.

Podatek od nieruchomości, zgodnie z art. 3 ustawy z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 1991 r. Nr 9, poz. 31, z dnia 17 maja 2010 r. (Dz. U. z 2010 r. Nr 95, poz. 613, ze zm.), dalej również „ustawa o piol”, jest podatkiem majątkowym obciążającym właścicieli, samoistnych posiadaczy nieruchomości, użytkowników wieczystych nieruchomości, a także posiadaczy nieruchomości lub obiektów niezłączonych trwale z gruntem, stanowiących własność skarbu państwa lub gmin, jeżeli posiadanie wynika z umowy zawartej z właścicielem albo z innego tytułu prawnego lub jest bez tytułu prawnego.

Zgodnie z art. 2 ust. 1 ustawy o piol, opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają enumeratywnie wymienione tam nieruchomości lub obiekty budowlane, do których zalicza się m.in.: grunty, budynki lub ich części, budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

W myśl art. 4 ustawy o piol, podstawę opodatkowania w podatku od nieruchomości stanowi:

1. w przypadku budynków lub ich części – powierzchnia użytkowa mierzona na każdej kondygnacji po wewnętrznej stronie ścian, bez klatek schodowych i wind. Jeżeli wysokość pomieszczenia nie przekracza 1,40 m, to jego

- powierzchnię się pomija. Natomiast, gdy wysokość pomieszczenia wynosi od 1,40 do 2,20 m, to powierzchnię uwzględnia się w 50%. Należy również dodać, że zgodnie ze słownikiem języka polskiego, kondygnację stanowi część budynku między stropami oraz między podłogiem i najniższym stropem. Jednakże zgodnie z przepisami o podatku od nieruchomości kondygnacją są też poddasza użytkowe;
2. w przypadku budowli – ich wartość ustalona na 1 stycznia roku podatkowego, od której oblicza się odpisy amortyzacyjne. Jeżeli budowla jest całkowicie zamortyzowana, to podstawą opodatkowania jest wartość, od której dokonano ostatniego odpisu amortyzacyjnego;
 3. w przypadku gruntów – powierzchnia gruntów.

Zgodnie z art. 5 ustawy o piol wysokość stawek podatkowych w podatku od nieruchomości uchwała corocznie rada gminy. Wysokość stawek nie może jednak przekraczać stawek maksymalnych ustalonych na dany rok przez ustawodawcę. Stawki dla budynków i gruntów ustala się w złotych za metr kwadratowy, a dla gruntów pod jeziorami i zbiornikami wodnymi w złotych za hektar powierzchni. Stawki te są zróżnicowane i zależą od przeznaczenia budynków i gruntów. Najwyższe stawki obowiązują dla budynków i gruntów wykorzystywanych w celach związanych z działalnością gospodarczą.

Obowiązek podatkowy w podatku od nieruchomości powstaje od pierwszego dnia następnego miesiąca od zaistnienia okoliczności związanych z powstaniem tego obowiązku. W przypadku, gdy okolicznością tą jest powstanie budynku lub budowli, obowiązek podatkowy powstaje od 1 stycznia następnego roku. Obowiązek podatkowy wygasa z upływem miesiąca, w którym ustały okoliczności związane z jego powstaniem.

Subwencja wyrównawcza w gminach

Znaczący wzrost wysokości wpływów z tytułu podatku od nieruchomości może mieć wpływ na wysokość subwencji wyrównawczej w gminie. Zatem należy dokonać analizy, w jaki sposób wyliczana jest wysokość subwencji wyrównawczej dla danej gminy.

Kwotę podstawową subwencji wyrównawczej może otrzymać gmina, której wskaźnik dochodów podatkowych na jednego mieszkańca w gminie (tzw. „wskaźnik G”) jest mniejszy niż 92% wskaźnika dochodów podatkowych dla wszystkich gmin w kraju (tzw. „wskaźnik Gg”) (art. 20 ustawy djst). Wskaźnik G obliczany jest poprzez podzielenie kwoty dochodów podatkowych danej gminy za rok poprzedzający rok bazowy przez liczbę mieszkańców gminy (art. 20 ust. 4 w związku z art. 32 ust. 1 i 3 ustawy o djst).

Wzór na obliczenie wskaźnika G dla danej gminy przedstawia się następująco:

$$G = \frac{Pg}{Lm}$$

gdzie poszczególne składniki oznaczają:

Pg – wysokość określonych dochodów podatków gminy za rok poprzedzający rok budżetowy,

Lm – liczba mieszkańców faktycznie zamieszkałych na obszarze danej jednostki samorządu terytorialnego, według stanu na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego rok bazowy.

Analogicznie uzyskiwany jest wskaźnik „Gg”, który oblicza się dzieląc sumę dochodów podatkowych wszystkich gmin za rok poprzedzający rok bazowy przez liczbę mieszkańców kraju (art. 20 ust. 5 ustawy o djst).

Wyliczenie powyższych wskaźników (G i Gg) wymaga natomiast wyjaśnienia i wyliczenia elementów składowych takich jak: dochody podatkowe, rok bazowy czy też liczba mieszkańców.

Do wyliczenia dochodów podatkowych objętych wskaźnikami G i Gg bierze się pod uwagę jedynie niektóre z dochodów podatkowych gminy (art. 20 ust. 3 ustawy o djst). Zalicza się do nich dochody podatkowe z: podatku od nieruchomości (który jak wspomniano, może być płacony przez przedsiębiorcę działającego w branży energetyki wiatrowej w wysokości wpływającej na wynik finansowy gminy), podatku rolnego, podatku leśnego, podatku od środków transportowych, podatku od czynności cywilnoprawnych, podatku od osób fizycznych, opłacanego w formie karty podatkowej, wpływów z opłaty skarbowej, wpływów z opłaty eksploatacyjnej, udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych, udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób prawnych.

Przy obliczaniu dochodów podatkowych gminy na potrzeby wyliczenia wskaźników G i Gg nie bierze się pod uwagę tylko i wyłącznie dochodów otrzymanych, ale potencjał dochodowy gmin w zakresie wskazanych podatków. Na wysokość dochodów stanowiących podstawę wyliczenia wskaźnika G i Gg składają się kwoty:

1. wykonanych dochodów podatkowych;
2. skutków uchwał rad gmin o stosowaniu stawek podatkowych niższych od stawek maksymalnych;
3. skutków finansowych wynikających z zastosowania przewidzianych w przepisach prawa podatkowego ulg podatkowych i ulg w spłacie zobowiązań.

Zatem skutki finansowe obniżenia górnych stawek podatków obliczone za okres sprawozdawczy, skutki udzielonych ulg i zwolnień obliczone za okres sprawozdawczy, skutki decyzji wydanych przez organ podatkowy na podstawie ustawy – Ordynacja podatkowa, obliczone za okres sprawozdawczy (umorzenie zaległości podatkowych rozłożenie na raty, odroczenie terminu płatności, zwolnienie z obowiązku pobrania, ograniczenie poboru), zaliczane są do dochodów podatkowych stanowiących podstawę wyliczenia obu wskaźników.

Wzór na wysokość podatków (P_g) przedstawia się natomiast następująco:

$$P_g = D_{p,1} + D_{p,2} + D_{p,3} + D_{p,4} + D_{p,5} + D_{p,6} + D_{p,7} + D_{p,8} + D_{p,9} + D_{p,10},$$

gdzie poszczególne składniki oznaczają wyjaśniony powyżej potencjał podatkowy, tj. wpływy oraz skutki obniżenia górnych stawek podatków obliczone za okres sprawozdawczy, skutki udzielonych ulg i zwolnień obliczone za okres sprawozdawczy, skutki decyzji wydanych przez organ podatkowy na podstawie ustawy – Ordynacja Podatkowa, obliczone za okres sprawozdawczy z następujących podatków: $D_{p,1}$ – podatek od nieruchomości, $D_{p,2}$ – podatek rolny, $D_{p,3}$ – podatek leśny, $D_{p,4}$ – podatek od środków transportowych, $D_{p,5}$ – podatek od czynności cywilnoprawnych, $D_{p,6}$ – podatek od osób fizycznych opłacany w formie karty podatkowej, $D_{p,7}$ – wpływy z opłaty skarbowej, $D_{p,8}$ – wpływy z opłat eksploatacyjnych, $D_{p,9}$ – udział we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych, $D_{p,10}$ – udział we wpływach z podatku dochodowego od osób prawnych.

Znaczący wzrost wysokości dochodów (lub choćby potencjału dochodowego) z tytułu podatku od nieruchomości skutkuje zatem wzrostem potencjału podatkowego gminy (P_g), a tym samym wskaźnika G .

Kolejny element niezbędny do wyliczenia wskaźników G i G_g , czyli rok bazowy oznacza rok poprzedzający rok budżetowy (art. 2 pkt 3 ustawy o djst). Dla wyliczenia wskaźnika G za 2012 r. bierze się pod uwagę wysokość dochodów podatkowych za 2010 r. Natomiast dochody stanowiące podstawę do obliczenia wskaźnika G z 2012 r. będą brane pod uwagę do wyliczenia kwoty subwencji odpowiednio na 2014 r. (wysokość dochodów za 2012 r.).

Podstawę do wyliczenia wskaźników G i G_g stanowią dochody wykazane za rok poprzedzający rok bazowy w sprawozdaniach jednostek samorządu terytorialnego, których obowiązek sporządzania wynika z delegacji zawartej w regulacji ustawy z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych. Wykorzystując dane zawarte w sprawozda-

niach finansowych jednostek samorządu terytorialnego za dany rok bierze się pod uwagę również korekty sprawozdań złożonych do właściwych regionalnych izb obrachunkowych, w terminie do dnia 30 czerwca roku bazowego (art. 32 ust. 1 ustawy o djst).

Natomiast przez liczbę mieszkańców niezbędną do wyliczenia wskaźników G i Gg, rozumie się liczbę mieszkańców faktycznie zamieszkałych na obszarze danej jednostki samorządu terytorialnego lub obszarze kraju, według stanu na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego rok bazowy, ustaloną przez Prezesa Głównego Urzędu Statystycznego (art. 2 pkt 4 ustawy o djst).

Kwota podstawowa subwencji wyrównawczej jest tym większa, im większa jest różnica pomiędzy wskaźnikiem G, a wskaźnikiem Gg. Przepis art. 20 ust. 6 ustawy o djst wprowadza trzy progi, na których podstawie wyliczana jest wysokość kwoty podstawowej subwencji wyrównawczej dla gmin:

1. dla gmin, w których wskaźnik G jest równy lub niższy od 40% wskaźnika Gg;
2. dla gmin, w których wskaźnik G jest wyższy od 40% i nie wyższy od 75% wskaźnika Gg;
3. dla gmin, w których wskaźnik G jest wyższy od 75% i niższy od 92% wskaźnika Gg.

Gminy, w których wskaźnik G jest równy bądź wyższy od 92% wskaźnika Gg, nie otrzymują kwoty podstawowej subwencji wyrównawczej. Wzrost dochodów z tytułu podatku od nieruchomości może zatem prowadzić do obniżenia wysokości części wyrównawczej subwencji z uwagi na wzrost wskaźnika G i przesunięcie gminy w inny (wyższy) próg lub pozbawienie uprawnienia do części wyrównawczej subwencji.

Gminy, w których wskaźnik G jest równy lub niższy od 40% wskaźnika Gg, wysokość kwoty podstawowej subwencji wyrównawczej otrzymuje się mnożąc liczbę mieszkańców gminy przez liczbę stanowiącą sumę:

1. liczby stanowiącej 99% różnicy między 40% wskaźnika Gg i wskaźnikiem G;
2. liczby stanowiącej 41,97% wskaźnika Gg.

Wzór na wysokość subwencji w gminie, w której przedstawia się zatem następująco:

$$SWP = Lm\{0,99[(0,4Gg - G) + (0,4197Gg)]\};$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SWP – wysokość kwoty subwencji wyrównawczej, kwoty podstawowej,

Lm – liczba mieszkańców gminy na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego rok bazowy,

G – wysokość wskaźnika G dla danej gminy na dany rok budżetowy,

Gg – wysokość wskaźnika Gg na dany rok budżetowy.

Dla gmin, w których wskaźnik G jest wyższy od 40% i nie wyższy od 75% wskaźnika Gg, wysokość kwoty podstawowej subwencji wyrównawczej otrzymuje się mnożąc liczbę mieszkańców gminy przez liczbę stanowiącą sumę:

1. liczby stanowiącej 83% różnicy między 75% wskaźnika Gg i wskaźnikiem G;
2. liczby stanowiącej 12,92% wskaźnika Gg.

Wzór na wysokość subwencji w gminie, w której przedstawia się zatem następująco:

$$\text{SWP} = \text{Lm} \{0,83[(0,75\text{Gg} - \text{G}) + (0,1275\text{Gg})]\};$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SWP – wysokość kwoty subwencji wyrównawczej, kwoty podstawowej,

Lm – liczba mieszkańców gminy na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego rok bazowy,

G – wysokość wskaźnika G dla danej gminy na dany rok budżetowy,

Gg – wysokość wskaźnika Gg na dany rok budżetowy.

Dla gmin, w których wskaźnik G jest wyższy od 75% i niższy od 92% wskaźnika Gg, wysokość kwoty podstawowej subwencji wyrównawczej otrzymuje się mnożąc liczbę mieszkańców gminy przez liczbę stanowiącą 76% różnicy między 92% wskaźnika Gg i wskaźnikiem G.

Wzór na wysokość subwencji w gminie, w której przedstawia się zatem następująco:

$$\text{SWP} = \text{Lm} * 0,76 * (0,92\text{Gg} - \text{G});$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

SWP – wysokość kwoty subwencji wyrównawczej, kwoty podstawowej,

Lm – liczba mieszkańców gminy na dzień 31 grudnia roku poprzedzającego rok bazowy,

G – wysokość wskaźnika G dla danej gminy na dany rok budżetowy,

Gg – wysokość wskaźnika Gg na dany rok budżetowy.

Subwencja równoważąca w gminach (tzw. „janosikowe”)

Kwota subwencji równoważącej powstaje z wpłat gmin silnych finansowo, a także części subwencji uzupełniającej tych gmin, którym ta subwencja nie jest wypłacana ze względu na wysoki wskaźnik G (art. 21 ust. 1 ustawy o djst). Mamy zatem do czynienia z mechanizmem uzupełniania dochodów gmin o niższych dochodach ze środków pochodzących od pozostałych gmin. W myśl art. 29 ust. 1 ustawy o djst, gminy, w których wskaźnik G jest większy niż 150% wskaźnika Gg, dokonują wpłat do budżetu państwa, z przeznaczeniem na część równoważącą subwencji ogólnej dla gmin.

Podział subwencji równoważącej odbywa się zgodnie z przepisami art. 21a ustawy o djst. Z łącznej kwoty części równoważącej subwencji ogólnej wydzielono 3 kwoty (w proporcji 50%, 25% i 25%), z których każda rozdzielana jest między gminy według określonych kryteriów:

1. 50% otrzymują gminy miejskie, w których wydatki na dodatki mieszkaniowe wykonane w roku poprzedzającym rok bazowy w przeliczeniu na 1 mieszkańca gminy, były wyższe od 80% średnich wydatków na dodatki mieszkaniowe wszystkich gmin miejskich w przeliczeniu na 1 mieszkańca;
2. 25% rozdzielana jest między gminy, na terenie których znajdują się wyłącznie wsie (gminy wiejskie) i gminy na terenie, których jedna z miejscowości posiada status miasta (gminy miejsko-wiejskie), w których wydatki na dodatki mieszkaniowe w przeliczeniu na 1 mieszkańca gminy były wyższe od 90% średnich wydatków na dodatki mieszkaniowe wszystkich gmin wiejskich i miejsko-wiejskich w przeliczeniu na 1 mieszkańca tych gmin;
3. 25% rozdzielana między gminy wiejskie i miejsko-wiejskie, w których suma dochodów za rok poprzedzający rok bazowy z tytułu udziału we wpływach z podatku dochodowego od osób fizycznych oraz dochodów z podatku rolnego i z podatku leśnego w przeliczeniu na 1 mieszkańca gminy jest niższa od 80% średnich dochodów z tych samych tytułów we wszystkich gminach wiejskich i miejsko-wiejskich w przeliczeniu na 1 mieszkańca tych gmin.

Podstawę do wyliczenia stanowią dochody wykazane za rok poprzedzający rok bazowy w sprawozdaniach jednostek samorządu terytorialnego, których obowiązek sporządzenia wynika z przepisów o finansach publicznych w zakresie sprawozdawczości budżetowej z uwzględnieniem korekt złożonych do właściwych regionalnych izb obrachunkowych w terminie do dnia 30 czerwca roku bazowego (podstawa: art. 32 ust. 1 ustawy o djst).

Z podstaw do wyliczenia „janosikowego” dla gmin wynika, że wzrost dochodów (a w zasadzie potencjału dochodowego) z tytułu podatku od nieruchomości nie wpływa na wysokość tej części subwencji. W dwóch grupach podstawę wyliczenia kwoty subwencji stanowią dodatki mieszkaniowe: w przypadku gmin wiejskich oraz miejsko-wiejskich, w których taką podstawą są dochody, ale nie z tytułu podatku od nieruchomości. Zatem wzrost dochodów z tytułu podatku od nieruchomości może wpływać na wysokość „janosikowego” tylko, gdy powoduje przekroczenie wskaźnika dochodów podatkowych danej gminy powyżej poziomu 150% analogicznego wskaźnika dla wszystkich gmin w Polsce.

Znaczenie wzrostu dochodów własnych dla polityki finansowej gminy i zadłużenia JST

Wzrost dochodów własnych gminy z tytułu podatku od nieruchomości wpływa na poprawę wyniku bieżącego danej jednostki, pomimo że, jak zostało opisane powyżej, w określonych sytuacjach może powodować obniżenie wysokości otrzymywanej subwencji ogólnej.

Jak podnoszą przeciwnicy dochodów transferowych dla samorządów, mogą one powodować zniechęcenie władz JST do podejmowania działań mających na celu podniesienie wydajności dochodów własnych. Determinacja taka natomiast powinna wzrastać szczególnie w przypadku jednostki, której wysokość zadłużenia zbliża się do limitu wysokości zadłużenia określonego przepisami ustawy fp. W takiej sytuacji poprawa wyniku (obniżenie deficytu budżetowego lub zwiększenie nadwyżki albo „zastąpienie” deficytu nadwyżką) jest kluczowa, aby ograniczyć wysokość zadłużenia.

Dokonując analizy znaczenia zwiększenia dochodów własnych gminy z tytułu podatku od nieruchomości w kontekście zadłużenia jednostki należy spojrzeć na problem w dwóch ramach czasowych, tj. do 2013 r. oraz od 2014 r. z uwagi na zmieniający się stan prawny w tym zakresie. Do 31 grudnia 2013 r. obowiązują dwa limity wysokości zadłużenia jednostek samorządu terytorialnego (art. 169 oraz 170 ustawy o fp), tj:

1. łączna kwota spłat kredytów i pożyczek, wykupów papierów wartościowych oraz potencjalnych spłat kwot wynikających z udzielonych poręczeń i gwarancji, która nie może przekroczyć 15% planowanych na dany rok budżetowy dochodów jednostki samorządu terytorialnego;
2. łączna kwota długu jednostki samorządu terytorialnego na koniec roku budżetowego nie może przekroczyć 60% wykonanych dochodów ogółem tej jed-

nostki w danym roku budżetowym. Natomiast w trakcie roku budżetowego łączna kwota długu na koniec kwartału nie może przekraczać 60% planowanych w danym roku budżetowym dochodów tej jednostki.

Od 1 stycznia 2014 r. obowiązywać będzie natomiast nowy limit wysokości zadłużenia jednostek samorządu terytorialnego (art. 243 ustawy o fp), zgodnie z którym w roku budżetowym relacja łącznej kwoty przypadających w danym roku spłat kredytów, pożyczek, wykupu papierów wartościowych, odsetek do planowanych całkowitych dochodów budżetowych jednostki samorządu terytorialnego nie przekroczy średniej arytmetycznej z ostatnich trzech lat w relacji do jej dochodów bieżących powiększonych o dochody ze sprzedaży majątku oraz pomniejszonych o wydatki bieżące do dochodów ogółem budżetu.

Wzór do wyliczenia wskazanej relacji przedstawia się następująco:

$$\left(\frac{R+O}{D}\right)_{n \leq} \frac{1}{3} \times \left(\frac{Db_{n-1} + Sm_{n-1} - Wb_{n-1}}{D_{n-1}} + \frac{Db_{n-2} + Sm_{n-2} - Wb_{n-2}}{D_{n-2}} + \frac{Db_{n-3} + Sm_{n-3} - Wb_{n-3}}{D_{n-3}} \right)$$

gdzie poszczególne symbole oznaczają:

R – planowana na dany rok budżetowy łączna kwota spłaty rat pożyczek i kredytów oraz wykupu papierów wartościowych,

O – planowane na dany rok budżetowy odsetki od kredytów i pożyczek, odsetki i dyskonto od papierów wartościowych oraz spłaty kwot wynikających z udzielonych poręczeń i gwarancji,

D – dochody ogółem budżetu w danym roku budżetowym,

Db – dochody bieżące; Wb – wydatki bieżące,

Sm – dochody ze sprzedaży majątku; n – rok budżetowy, na który ustalana jest relacja,

n-1 – rok poprzedzający rok budżetowy, na który przypisywana jest relacja,

n-2 – rok poprzedzający rok budżetowy o 2 lata,

n-3 – rok poprzedzający rok budżetowy o 3 lata.

Zatem na limit zadłużenia, jaki obowiązywać będzie daną jednostkę samorządu terytorialnego od 2014 r. wpływają wyniki osiągnięte już od 2011 r. Dochody z tytułu podatku od nieruchomości zaliczane są do dochodów bieżących jednostki w związku z powyższym ich wzrost wpływa na poprawę wskaźników oraz prowadzi do zwiększenia indywidualnego limitu zadłużenia.

Należy ponadto pamiętać, że obowiązujące regulacje wprowadzają sankcje dla władz JST za przekroczenie limitów wysokości zadłużenia. Zgodnie z art. 53 ustawy o

fp kierownik jednostki sektora finansów publicznych jest odpowiedzialny za całość gospodarki finansowej tej jednostki. Zgodnie z art. 60 ust. 1 ustawy z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz. U. z 1990 r. Nr 16, poz. 95, tj. z dnia 12 października 2001 r. Dz. U. z 2001 r. Nr 142, poz. 1591, ze zm.), dalej również „ustawa o sg”, za prawidłową gospodarkę finansową gminy odpowiada wójt (oraz odpowiednio burmistrz lub prezydent).

Nadzór nad działalnością JST może być dokonywany tylko według kryterium zgodności z prawem. Organami nadzoru są Prezes Rady Ministrów oraz właściwy miejscowo wojewoda, a w przypadku spraw finansowych – regionalna izba obrachunkowa.

Do uprawnień organów nadzorczych należy m.in. orzeczenie o nieważności uchwały lub zarządzenia organu samorządowego jako sprzecznych z prawem. Natomiast w razie powtarzającego się naruszania Konstytucji lub ustaw przez wójta (prezydenta lub burmistrza) wojewoda wzywa wójta do zaprzestania naruszeń, a jeżeli wezwanie nie odnosi skutku, występuje z wnioskiem do Prezesa Rady Ministrów o odwołanie wójta (art. 96 ust. 2 ustawy o sg). W przypadku odwołania wójta, Prezes Rady Ministrów, na wniosek ministra właściwego do spraw administracji publicznej, wyznacza osobę, która do czasu wyboru wójta pełni jego funkcję.

Niewłaściwa gospodarka finansowa może również doprowadzić do zawieszenia rady gminy. Natomiast w razie nierokującego nadziei na szybką poprawę i przedłużającego się braku skuteczności w wykonywaniu zadań publicznych przez organy gminy (art. 11a ust. 1 ustawy o sg) Prezes Rady Ministrów na wniosek ministra właściwego do spraw administracji publicznej może zawiesić organy gminy i ustanowić zarząd komisaryczny na okres do dwóch lat, nie dłużej jednak niż do wyboru rady gminy i wójta na kolejną kadencję (art. 97 ust. 1 ustawy o sg). Powodem do podjęcia decyzji może być sytuacja finansowa JST, w tym wysokość zadłużenia, z uwagi na naruszenie przepisów ustawy.

Biorąc pod uwagę zarówno interes samej jednostki, jak i osobisty – osób zarządzających jednostką, istnieje podwójny bodziec do zwiększania wysokości dochodów własnych i unikania wysokich poziomów zadłużenia.

* Maciej Rapkiewicz – Członek Zarządu i ekspert z zakresu finansów publicznych Instytutu Sobieskiego. Autor publikacji i komentarzy w tym dotyczących jednostek samorządu terytorialnego. W latach 1998-2009 pracownik instytucji finansowych, m.in. wiceprezes zarządu TFI PZU S.A. (2006-2009). Od 2009 r. prowadzi działalność gospodarczą w zakresie doradztwa. Absolwent m.in. Uniwersytetu Łódzkiego oraz programu MBA Finance & Insurance.



REGULACJE W ZAKRESIE PLANOWANIA I INFRASTRUKTURY

10. Ustawa o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym

PODSUMOWANIE

- Kształtowanie i prowadzenie polityki przestrzennej na terenie gminy, w tym uchwalanie studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, z wyjątkiem morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej oraz terenów zamkniętych, należy do zadań własnych gminy.
- Tworzenie ładu przestrzennego (w tym uwarunkowań lokalizacyjnych farm wiatrowych) przez gminy następuje w uzgodnieniu ze społecznościami lokalnymi, które uprawnione są do składania wniosków do studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, a ich wnioski zgłoszone pisemnie lub ustnie podczas dyskusji publicznej muszą być rozpatrzone. Akty te podlegają również kontroli sądowno-administracyjnej, co oznacza możliwość zaskarżenia zawartych tam rozwiązań również przez członków społeczności lokalnej.
- Rozwój inwestycji w farmy wiatrowe powinien być oparty na dokumentach planistycznych gmin, gdyż umożliwi to udział społeczności lokalnych w procesie decyzyjnym.

Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2003 r. Nr 80 poz. 717 ze zm.) dalej również „ustawa o p.z.p.” określa zasady kształtowania polityki przestrzennej przez jednostki samorządu terytorialnego i organy administracji rządowej oraz określa zakres i sposoby postępowania w sprawach przeznaczania terenów na określone cele oraz ustalania zasad ich zagospodarowania i zabudowy.

Planowanie i zagospodarowanie przestrzenne gminy powinno uwzględniać założenia przyjęte w krajowym planie zagospodarowania przestrzennego (art. 47 ust. 2 ustawa o p.z.p.). Wiążącym dokumentem w tym zakresie jest *Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030*, która określa uwarunkowania, cele i kierunki zrównoważonego rozwoju kraju oraz działania niezbędne do jego osiągnięcia.

W zakresie rozwoju energetyki wiatrowej *Koncepcja przestrzennego zagospodarowania kraju 2030* w mapie nr 20 pkt B zawiera mapę kraju w odniesieniu do stref energetycznych wiatru na lądzie (od wybitnie korzystnych – I do niekorzystnych – V) oraz do częstości występowania farm wiatrowych. Zgodnie z tym dokumentem rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce jest szansą na dywersyfikację źródeł energii oraz ograniczenie emisji zanieczyszczeń. Przestrzenne rozmieszczenie naturalnie występujących źródeł energii odnawialnej pozwala na generowanie w różnych regionach kraju energii z różnych źródeł. Najkorzystniejsze warunki wiatrowe występują w północnej części kraju oraz w pasie równoleżnikowym środkowej części kraju. Zgodnie z art. 9 ust. 2 ustawa o p.z.p. krajowy plan zagospodarowania przestrzennego musi być uwzględniany przy sporządzaniu przez wójta, burmistrza, prezydenta studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

Kolejnym aktem planistycznym, który powinna uwzględniać gmina przy przyjmowaniu własnego ładu przestrzennego jest plan zagospodarowania przestrzennego województwa, który jest instrumentem prowadzenia polityki przestrzennej w regionie. Określa on uwarunkowania, zasady i kierunki kształtowania struktury przestrzennej województwa, tak by generowała korzystne warunki dla rozwoju gospodarczego, wzrostu poziomu i jakości życia oraz konkurencyjności regionu, zgodnie z zasadami zrównoważonego rozwoju. Plan województwa stanowi akt kierowania wewnętrznego i wiąże władze województwa, a także inne podmioty w realizacji polityki przestrzennej. Nie jest on jednak aktem prawa miejscowego, więc nie może stanowić podstawy do wydawania jakichkolwiek decyzji administracyjnych, jednakże zakreśla ramy, w jakich gmina sporządza studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego – a więc i pośrednio również planów miejscowych. Opracowanie planu województwa jest obligatoryjne i następuje w granicach administracyjnych województw z uwzględnieniem terenów sąsiednich. W zakresie lokalizacji farm wiatrowych plan zagospodarowania przestrzennego województwa może jedynie orientacyjnie wskazywać rozmieszczenie inwestycji, jednakże władztwo planistyczne w tym zakresie jest domeną gminy.

Studium uchwała rada gminy w celu określenia polityki przestrzennej gminy w tym lokalnych zasad zagospodarowania przestrzennego (art. 9 ust. 1 ustawa o p.z.p.). Studium poprzedza uchwalenie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Przepis art. 10 ust. 2a ustawa o p.z.p. stanowi, że jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, wtedy w studium ustala się ich przybliżone rozmieszczenie. Podstawowym aktem planistycznym gminy jest miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Plan

miejscowy sporządza się w celu ustalenia przeznaczenia terenów, w tym dla inwestycji celu publicznego, oraz określenia sposobów ich zagospodarowania i zabudowy (art. 14 ust. 1 ustawa o p.z.p.). Treść miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego nie może być sprzeczna z treścią studium. Przepis art. 15 ust. 2 pkt 1-12 ustawa o p.z.p. wylicza niezbędne elementy, które miejscowy plan musi określać, tj. m.in.: przeznaczenie terenów oraz linie rozgraniczające tereny o różnym przeznaczeniu lub różnych zasadach zagospodarowania. **Z punktu widzenia energetyki wiatrowej istotny jest art. 15 ust. 3 pkt 3a ustawa o p.z.p., który stanowi, że w miejscowym planie określa się granice terenów pod budowę urządzeń, o których mowa w art. 10 ust. 2a ustawa o p.z.p. (czyli urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW) oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko.**

Zgodnie z procedurą przyjmowania studium uwarunkowań oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, wymagane jest zapewnienie udziału społecznego w tym procesie. Według zapisów art. 17 ustawy o p.z.p. po podjęciu uchwały przez radę gminy o przystąpieniu do sporządzania planu miejscowego następuje publiczne ogłoszenie tego faktu przez wójta (burmistrza lub prezydenta miasta) wraz z poinformowaniem o możliwości składania wniosków do planu (z podaniem formy miejsca i terminu). **Wnioski społeczne zgłoszone podczas konsultacji podlegają rozpatrzeniu we właściwej procedurze.** Organizowana jest również dyskusja publiczna nad przyjętymi w projekcie planu miejscowego rozwiązaniami oraz możliwością składania uwag do projektu planu. Plan miejscowy jako akt prawa miejscowego podlega również kontroli sądowno-administracyjnej. Jeśli planowana inwestycja odpowiada przeznaczeniu danej nieruchomości, inwestor farmy wiatrowej może wystąpić o wydanie pozwolenia na budowę bez konieczności uzyskiwania decyzji o warunkach zabudowy. Przepis art. 32 ust. 4 pkt 1 ustawa o p.z.p. stanowi, że pozwolenie na budowę może być wydane wyłącznie temu, kto złożył wniosek w tej sprawie w okresie ważności decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli jest ona wymagana zgodnie z przepisami o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Decyzja o warunkach zabudowy zagospodarowania terenu jest zaś wymagana tylko, gdy nie został uchwalony miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (art. 4 ust. 2 ustawa o p.z.p.). **Rozwój inwestycji, w tym inwestycji w farmy wiatrowe, na rozstrzygnięciach miejscowych planów zapewnia szerszy zakres udziału społecznego w procesie decyzyjnym. Tym samym ważne jest, ażeby tego rodzaju decyzje planistyczne były przez gminy podejmowane.**

Zgodnie z art. 60 ustawy o p.z.p. decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu wydaje wójt, burmistrz albo prezydent miasta (na terenach zamkniętych – wojewoda) po uzgodnieniu z organami, o których mowa w art. 53 ust. 4 ustawy o p.z.p. Przepis art. 61 ustawy o p.z.p. określa warunki, których łączne spełnienie decyduje o możliwości wydania decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.

Zgodnie z art. 61 ustawy o p.z.p. tymi warunkami są m.in.:

1. co najmniej jedna działka sąsiednia, dostępna z tej samej drogi publicznej, jest zabudowana w sposób pozwalający na określenie wymagań dotyczących nowej zabudowy w zakresie kontynuacji funkcji, parametrów, cech i wskaźników kształtowania zabudowy oraz zagospodarowania terenu, w tym gabarytów i formy architektonicznej obiektów budowlanych, linii zabudowy oraz intensywności wykorzystania terenu;
2. teren ma dostęp do drogi publicznej;
3. istniejące lub projektowane uzbrojenie terenu jest wystarczające dla zamierzenia budowlanego (warunek uznaje się za spełniony, jeżeli wykonanie uzbrojenia terenu zostanie zagwarantowane w drodze umowy zawartej między właścicielką jednostką organizacyjną a inwestorem);
4. teren nie wymaga uzyskania zgody na zmianę przeznaczenia gruntów rolnych i leśnych na cele nierolnicze i nieleśne albo jest objęty zgodą uzyskaną przy sporządzaniu miejscowych planów, które utraciły moc w związku ze zmianą ustawy;
5. decyzja jest zgodna z przepisami odrębnymi.

11. Ustawa o gospodarce nieruchomościami

PODSUMOWANIE

- Dominuje obecnie stanowisko, iż farma wiatrowa nie może być uznana za inwestycję celu publicznego. Regulacje prawne *explicite* nie wykluczają, aby w odrębnej regulacji prawnej tego rodzaju inwestycja mogła być uznana przez ustawodawcę w przyszłości za spełniającą przesłanki inwestycji celu publicznego.

Przepis art. 6 ustawy z dnia z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (Dz. U. z 1997 r. Nr 115, poz. 741, tj. z dnia 19 maja 2010 r. Dz. U. z 2010 r. Nr 102, poz. 651, ze zm.) dalej również „ustawa o g.n.” reguluje cele, które mogą być uznane za cele publiczne.

Jakie działania uznaje się za działania celu publicznego reguluje natomiast art. 2 ust. 5 ustawa o p.z.p. Zgodnie z jego brzmieniem inwestycja celu publicznego to działanie o znaczeniu lokalnym (gminnym) i ponadlokalnym (powiatowym, wojewódzkim i krajowym), a także krajowym (obejmującym również inwestycje międzynarodowe i ponadregionalne) bez względu na status podmiotu podejmującego te działania oraz źródła ich finansowania.

Istota uznania inwestycji za mającą charakter celu publicznego określa jej znaczenie dla danej społeczności. Szczegółowy zakres tego rodzaju inwestycji określa przepis art. 6 ustawy o g.n., który zawiera listę tego rodzaju inwestycji. Przepis ten umożliwia nadawanie tego rodzaju statusu inwestycjom również w innych przepisach, a nie tylko w ustawie o g.n. Powstaje wątpliwość, na ile inwestycja w farmę wiatrową może być uznawana za tego rodzaju inwestycję.

Dominuje obecnie stanowisko, iż farma wiatrowa nie może być uznana za inwestycję celu publicznego. Najbardziej odnoszących się do znaczenia farm wiatrowych przepisów art. 6 pkt. 2 i 4 ustawy o g.n. nie uważa się za mogące mieć za-

stosowanie do inwestycji w farmy wiatrowe. Przepis art. 6 pkt. 10 u.g.n. **nie wyklucza jednak, iż w odrębnej regulacji prawnej ustawodawca uzna tego rodzaju inwestycję za spełniającą cele inwestycji celu publicznego.**

W takiej sytuacji inwestor farmy wiatrowej może starać się o uzyskanie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego. Rozdział 5 ustawy o p.z.p. przewiduje odrębne zasady lokalizacji inwestycji celu publicznego. Istotnym dla inwestora udogodnieniem uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego jest fakt, że nie musi on uzyskiwać – w razie braku miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego – decyzji o warunkach zabudowy, bowiem inwestycje celu publicznego są lokalizowane na podstawie decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego (art. 50 ust. 1 ustawy o p.z.p.). Uproszczone są również przesłanki materialne i proceduralne uzyskania takiej decyzji, co przyspieszyć może proces inwestycyjny. Istotną konsekwencją uzyskania decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego jest fakt, że w przypadku sprzedaży nieruchomości objętej tą decyzją gminie przysługuje prawo pierwokupu tej nieruchomości (art. 109 ust. 1 pkt 3 ustawy o g.n.).

12. Ustawa prawo budowlane

PODSUMOWANIE

- Farma wiatrowa jest obiektem budowlanym w rozumieniu przepisów ustawy p.b., który może zostać wybudowany wyłącznie po uzyskaniu pozwolenia na budowę. Do wniosku składanego przez inwestora należy dołączyć m.in. decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji (DŚU). A zatem całościowa analiza środowiskowych uwarunkowań inwestycji dokonywana jest na etapach wcześniejszych, niejednokrotnie z udziałem, w drodze konsultacji, społeczności lokalnych.

Szereg kwestii związanych z inwestycją w farmę wiatrową regulowanych jest w ustawie z dnia 7 lipca 1994 r. prawo budowlane (Dz. U. z 1994 r. Nr 89, poz. 414, tj. z dnia 12 listopada 2010 r., Dz. U. z 2010 r. Nr 243, poz. 1623, ze zm.) dalej również „ustawa p.b.”.

Farma wiatrowa jest obiektem budowlanym w rozumieniu przepisów ustawy p.b., który może zostać wybudowany wyłącznie po uzyskaniu pozwolenia na budowę. Przez pozwolenie na budowę należy rozumieć decyzję administracyjną zezwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie budowy lub wykonywanie robót budowlanych innych niż budowa obiektu budowlanego (art. 3 pkt 12 ustawa p.b.).

Pozwolenie na budowę jest udzielane na wniosek inwestora. Do wniosku o pozwolenie na budowę należy – zgodnie z art. 33 ust. 2 ustawy p.b. dołączyć cztery egzemplarze projektu budowlanego; oświadczenie o posiadaniu prawa do dysponowania nieruchomością na cele budowlane; decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli jest ona wymagana zgodnie z przepisami o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz **decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji (DŚU).**

Zgodnie z art. 35 ustawy p.b. przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego właściwy organ sprawdza:

1. **zgodność projektu budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego** albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu, **a także wymaganiami ochrony środowiska**, w szczególności określonymi w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach inwestycji (DŚU), o której mowa w art. 71 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko;
2. zgodność projektu zagospodarowania działki lub terenu z przepisami, w tym techniczno-budowlanymi;
3. kompletność projektu budowlanego i posiadanie wymaganych opinii, uzgodnień, pozwoleń i sprawdzeń oraz informacji dotyczącej bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, o której mowa w art. 20 ust. 1 pkt 1b ustawy p.b., zaświadczenia, o którym mowa w art. 12 ust. 7 ustawy p.b. oraz dokumentów, o których mowa w art. 33 ust. 2 pkt 6 ustawy p.b.;
4. wykonanie – w przypadku obowiązku sprawdzenia projektu, o którym mowa w art. 20 ust. 2 ustawy p.b., także sprawdzenie projektu – przez osobę posiadającą wymagane uprawnienia budowlane i legitymującą się aktualnym na dzień opracowania projektu – lub jego sprawdzenia – zaświadczeniem, o którym mowa w art. 12 ust. 7 ustawy p.b.

Ponadto inwestor farmy wiatrowej do wniosku o pozwolenie na **budowę dołącza warunki przyłączenia do sieci**. Zgodnie z art. 34 ust. 3 pkt 3a ustawy p.b. do projektu budowlanego dołącza się oświadczenia właściwych jednostek organizacyjnych o zapewnieniu dostaw energii, wody, ciepła i gazu, odbioru ścieków oraz o warunkach przyłączenia obiektu do sieci wodociągowych, kanalizacyjnych, ciepłych, gazowych, elektroenergetycznych, telekomunikacyjnych oraz dróg lądowych.

Wniosek o pozwolenie na budowę powinien zostać rozpatrzony w terminie 65 dni (art. 35 ust. 6 ustawy p.b.).

13. Ustawa o drogach publicznych

PODSUMOWANIE

- Przepisy regulują odległość farm wiatrowych od dróg publicznych. Odległość jest zależna od rodzaju drogi oraz od tego, czy obiekt znajduje się w terenie zabudowanym czy niezabudowanym.
- W szczególnie uzasadnionych przypadkach usytuowanie obiektu budowlanego przy drodze ogólnodostępnej w odległości mniejszej niż określona może nastąpić wyłącznie za zgodą zarządcy drogi wydaną przed uzyskaniem przez inwestora obiektu pozwolenia na budowę lub zgłoszeniem budowy albo wykonywania robót budowlanych.

W fazie lokalizowania farmy wiatrowej inwestor musi również wziąć pod uwagę normy wynikające z ustawy z dnia 21 marca 1985 r. o drogach publicznych (Dz. U. 1985 r. Nr 14 poz. 60, ze zm.), które wyznaczają minimalną odległość, jaka może dzielić obiekt budowlany od drogi.

Odległość ta jest zależna od rodzaju drogi oraz od tego, czy obiekt znajduje się w terenie zabudowanym czy niezabudowanym. Szczegółowa regulacja tej odległości znajduje się w art. 43 ustawy o drogach publicznych. Obiekty budowlane przy drogach powinny być usytuowane w odległości od zewnętrznej krawędzi jezdni, co najmniej:

TABELA 9.

Rodzaj drogi	Terren zabudowany	Terren niezabudowany
Autostrada	30 m	50 m
Droga ekspresowa	20 m	40 m
Droga ogólnodostępna		
- krajowa	10 m	25 m
- wojewódzka, powiatowa	8 m	20 m
- gminna	6 m	15 m

W szczególnie uzasadnionych przypadkach usytuowanie obiektu budowlanego przy drodze ogólnodostępnej w odległości mniejszej niż określona może nastąpić wyłącznie za zgodą zarządcy drogi wydaną przed uzyskaniem przez inwestora obiektu pozwolenia na budowę lub zgłoszeniem budowy albo wykonywania robót budowlanych.

14. Ustawa prawo lotnicze

PODSUMOWANIE

- Wysokość masztów turbin wiatrowych powodować może uznanie ich za przeszkody lotnicze. Nie mogą one być lokalizowane w strefie ograniczenia wysokości zabudowy znajdującej się w pobliżu obiektów lotniskowych oraz w obrębie tras przelotów statków powietrznych.
- Farmy wiatrowe, jako przeszkody lotnicze wymagają uzgodnień z Prezesem ULC oraz ze Służbami Ruchu Lotniczego Sił Zbrojnych RP.
- Przepisy przewidują obowiązek oznakowania farm wiatrowych z rozróżnieniem na oznakowanie dzienne i oznakowanie nocne.

Kwestie związane z interakcją farm wiatrowych z funkcjonowaniem lotnictwa cywilnego uregulowane są w ustawie z dnia 3 lipca 2002 r. Prawo lotnicze (Dz. U. z 2002 r. Nr 130, poz. 1112, ze zm., tj. z dnia 17 maja 2006 r. (Dz. U. z 2006 r. Nr 100, poz. 696) dalej również „ustawa p.l.”.

Zgodnie z art. 87 ustawy p.l. obiekty budowlane w otoczeniu lotniska nie mogą być zagrożeniem dla startujących i lądujących statków powietrznych, tj. nie mogą być uznane za „przeszkody lotnicze”. Aby temu zagrożeniu przeciwdziałać wprowadzono obowiązek uzgodnienia lokalizacji tego rodzaju obiektów z Prezesem ULC oraz ich właściwe oznakowanie. Prezes ULC uzgadnia decyzje o ustaleniu warunków zabudowy i zagospodarowania terenu dotyczące obiektów na lotniskach i w ich otoczeniu. Przepis ten dotyczy w szczególności obszarów ograniczeń zabudowy, a także terenów przeznaczonych pod budowę lotniska lub jego rozbudowę w miejscowych planach zagospodarowania terenu.

Zgodne z § 2 pkt 2 rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 25 czerwca 2003 r. w sprawie sposobu zgłaszania oraz oznakowania przeszkód lotniczych (Dz. U. z 2003 r. Nr 130 poz. 1112, ze zm.) każdy obiekt o wysokości 50 metrów lub wyższy wymaga uzyskania decyzji zarówno władz cywilnych (Prezesa ULC), jak i wojskowych (organ nadzoru nad lotnictwem wojskowym) odnośnie ewentualnego uznania go za przeszkodę lotniczą. Przeszkodę lotniczą może stanowić także niższa budowla, jeżeli położona jest w strefach dolotowych do lotniska.

Zgodnie z przepisem do przeszkód lotniczych zalicza się przede wszystkim:

1. stałe lub tymczasowe obiekty budowlane oraz obiekty naturalne lub ich części, o wysokościach przekraczających powierzchnie ograniczające określone w przepisach w sprawie warunków, jakie powinny spełniać obiekty budowlane oraz naturalne w otoczeniu lotniska;
2. obiekty budowlane o wysokości 100 m i więcej powyżej poziomu otaczającego terenu lub wody zlokalizowane na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, w tym na polskich wodach terytorialnych Morza Bałtyckiego;
3. obiekty budowlane oraz obiekty naturalne lub ich części trudno dostrzegalne z powietrza na tle otoczenia z powodu ich barwy, położenia lub konstrukcji oraz inne naziemne obiekty budowlane oraz obiekty naturalne lub ich części zlokalizowane w strefach dolotu do lotniska i odlotu, szczególnie w terenie pagórkowatym i górskim, uznane przez Prezesa lub przez właściwy organ nadzoru nad lotnictwem wojskowym za przeszkody lotnicze.

Posiadacz nieruchomości, na której znajduje się przeszkoda lotnicza, zgłasza Prezesowi ULC i właściwemu organowi nadzoru nad lotnictwem wojskowym informacje o przeszkodzie lotniczej na piśmie lub za pośrednictwem poczty elektronicznej. Obowiązek oznakowania i zgłoszenia przeszkód lotniczych obciąża posiadacza nieruchomości, na której taka przeszkoda się znajduje. W sytuacji jednak, gdy obiekt budowlany stał się przeszkodą lotniczą w wyniku budowy lub rozbudowy lotniska oznakowanie wykonuje się na koszt zarządzającego lotniskiem.

Zgłoszenie zawiera m.in. określenie przeszkody lotniczej, jej lokalizację, wysokość. Rozporządzenie przewiduje, że posiadacz nieruchomości zobowiązany jest niezwłocznie powiadomić o likwidacji przeszkody lotniczej zarówno władze cywilne, jak i wojskowe. Awarie świateł przeszkodowych powinny być niezwłocznie usuwane, a jeżeli jest to niemożliwe, właściciel nieruchomości winien o awarii niezwłocznie powiadomić władze cywilne i wojskowe.

Przepisy przewidują obowiązek oznakowania przeszkód lotniczych. Oznakowanie przeszkód lotniczych obejmuje zarówno oznakowanie dzienne, jak i nocne. Przepisy rozdziału 3. i 4. rozporządzenia przewidują zasady oznakowania przeszkód lotniczych, różniąc oznakowanie świetlne (nocne) oraz graficzno-kolorystyczne (dienne).

Jeżeli przeszkoda lotnicza otoczona jest zwartą zabudową lub lasem jej wysokość można przyjmować od uśrednionego górnego poziomu zabudowy lub górnego poziomu drzew. Rozporządzenie dopuszcza oznakowanie tylko części obiektu stanowiącego przeszkodę lotniczą, jeżeli jest to uwarunkowane konkretną sytuacją w terenie.

15. Ustawa o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej

PODSUMOWANIE

- Zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania farm wiatrowych na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. Tym samym farmy wiatrowe mogą powstawać wyłącznie w wyłącznej strefie ekonomicznej, tj. w odległości co najmniej 12 mil morskich od brzegu.
- Projekt planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej sporządza dyrektor właściwego dla obszaru objętego planem urzędu morskiego. Do projektu planu sporządza się prognozę oddziaływania na środowisko. Tym samym zlokalizowanie farm wiatrowych na tych obszarach podlega kompleksowej ocenie oddziaływania na środowisko.
- W przypadku braku planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej (obecnie Polska nie posiada takiego planu) pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp w polskich obszarach morskich wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej. Po przyjęciu tego planu pozwolenie będzie wydawane przez dyrektora właściwego Urzędu Morskiego.
- Do wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp dołącza się informacje o środowisku znajdującym się w zasięgu oddziaływania planowanego przedsięwzięcia, opis potencjalnych oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko i jego zasoby naturalne oraz opis środków zmniejszających szkodliwe oddziaływanie planowanego przedsięwzięcia na środowisko morskie, a także dodatkowo opis przyjętych założeń i zastosowanych metod prognozy oraz wykorzystanych danych o środowisku morskim, projekt programu monitoringu, w tym monitoringu środowiska i zarządzania procesem inwestycyjnym i eksploatacyjnym i opis elementów środowiska objętych ochroną na podstawie ustawy o ochronie przyrody znajdujących się w zasięgu przewidywanego oddziaływania planowanego przedsięwzięcia.
- Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp na obszarach morskich, wydawane w formie decyzji administracyjnej jest wydawane na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystywania farmy wiatrowych jednak na okres nie dłuższy niż 30 lat, z możliwością przedłużenia na kolejne 20 lat po spełnieniu określonych przesłanek.

Celem ustawy z dnia 21 marca 1991 r. o obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej i administracji morskiej (Dz. U. z 1991 r. Nr 32, poz. 131, tj. z dnia 6 czerwca 2003 r. Dz. U. z 2003 r. Nr 153, poz. 1502, ze zm.) dalej również „ustawa OOM” jest określenie położenia prawnego polskich obszarów morskich, pasa nadbrzeżnego oraz kompetencji organów administracji morskiej. W zakresie rozwoju farm wiatrowych przepisy powyższej ustawy mają znaczenie dla określenia zasad lokalizowania na nich farm wiatrowych.

Zgodnie z regulacjami ustawy OOM **zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania farm wiatrowych na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. Tym samym farmy wiatrowe mogą powstawać jedynie w wyłącznej strefie ekonomicznej, czyli w odległości 12 mil morskich od brzegu.** Wyłączna strefa ekonomiczna jest położona na zewnątrz morza terytorialnego i przylega do tego morza. Obejmuje ona wody, dno morza i znajdujące się pod nim wnętrze ziemi. W wyłącznej strefie ekonomicznej obowiązuje prawo polskie.

Planowanie i zagospodarowanie wyłącznej strefy ekonomicznej

Zgodnie z art. 37a i n. ustawy OOM projekt planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej sporządza dyrektor właściwego dla obszaru objętego planem urzędu morskiego. **Do projektu planu sporządza się prognozę oddziaływania na środowisko.** Minister właściwy do spraw budownictwa, gospodarki przestrzennej i mieszkaniowej w porozumieniu z ministrami właściwymi do spraw gospodarki morskiej, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministrem Obrony Narodowej może przyjąć ten plan. Plan ten uwzględnia wydane pozwolenia. Plan rozstrzyga m.in. o: przeznaczeniu obszarów morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej oraz o zakazach lub ograniczeniach korzystania z tych obszarów z uwzględnieniem wymogów ochrony przyrody. Określa on również rozmieszczenie inwestycji celu publicznego.

W chwili obecnej trwają prace nad rozporządzeniem Ministra Transportu, Budownictwa i Gospodarki Morskiej w sprawie wymaganego zakresu planów zagospodarowania przestrzennego polskich obszarów morskich. Rozporządzenie to ma określać wymagany zakres planów zagospodarowania przestrzennego: dla morskich wód wewnętrznych i morza terytorialnego oraz wyłącznej strefy ekonomicznej. Określone w rozporządzeniu wymogi dotyczyć mają materiałów planistycznych oraz danych źródłowych i innych wykorzystywanych danych przestrzennych. Rozporządzenie to jest istotne dla rozwoju morskich farm wiatrowych.

Zasady wydawania pozwolenia

Wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp m.in. na potrzeby farm morskich wymaga uzyskania pozwolenia wydawanego w formie decyzji administracyjnej. Pozwolenie takie wydawane jest na wniosek inwestora przez właściwy organ. Wymogi formalne wniosku o wydanie pozwolenia na budowę farmy wiatrowej na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej określa art. 27a ustawy OOM. Do wniosku załącza się m.in.: opis technologii planowanego przedsięwzięcia, opis potencjalnych oddziaływań planowanego przedsięwzięcia na środowisko i jego zasoby naturalne zarówno żywe, jak i mineralne oraz ich ocenę, a także opis środków zmniejszających szkodliwe oddziaływanie planowanego przedsięwzięcia na środowisko morskie.

W przypadku przyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydaje dyrektor właściwego urzędu morskiego.

W przypadku braku planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich pozwolenie na wznoszenie farm wiatrowych na polskich obszarach morskich wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej po zaopiniowaniu przez ministrów właściwych do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej w ustawowo określonych terminach.

W przypadku nieprzyjęcia planu zagospodarowania przestrzennego obszarów morskich, gdy znajduje się on na etapie opracowywania, postępowanie o wydanie pozwolenia może zostać zawieszono do czasu przyjęcia planu.

Właściwy organ wydający pozwolenie może odmówić jego wydania, jeżeli jego wydanie pociągnęłoby za sobą zagrożenie dla: środowiska i zasobów morskich, interesu gospodarki narodowej, obronności i bezpieczeństwa państwa, bezpieczeństwa żeglugi morskiej, bezpiecznego uprawiania rybołówstwa morskiego, bezpieczeństwa lotów statków powietrznych, podwodnego dziedzictwa archeologicznego lub bezpieczeństwa związanego z badaniami, rozpoznawaniem i eksploatacją zasobów mineralnych dna morskiego oraz znajdującego się pod nim wnętrza ziemi. Pozwolenie jest wydawane na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystywania farm wiatrowych jednak nie dłuższy niż 30 lat, które to pozwolenie może być przedłużone na kolejne 20 lat po spełnieniu określonych przesłanek. Informacje o budowie farm wiatrowych na obszarach morskich (sztucznych wysp) ustanowieniu wokół nich stref bezpieczeństwa, jak również ich całkowitej lub częściowej likwidacji są podawane do publicznej wiadomości w urzędowych publikacjach Biura Hydrograficznego Marynarki Wojennej.

Ważność pozwolenia

Jeżeli w ciągu 6 lat od dnia wydania pozwolenia podmiot, któremu udzielono pozwolenia, nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości lub części etapowanego przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem organ, który wydał pozwolenie stwierdza w drodze decyzji wygaśnięcie tego pozwolenia. Jednakże, jeżeli nie później niż 60 dni przed upływem 6 lat od dnia wydania pozwolenia podmiot, któremu udzielono pozwolenia, złoży organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę, termin ten zostaje przedłużony na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 6-letni termin od dnia wydania pozwolenia.

Jeżeli w ciągu 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, nie zostanie rozpoczęta budowa sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń albo jeżeli w terminie 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie podjęte wykorzystywanie morskiej farmy wiatrowej organ, który wydał pozwolenie, stwierdza wygaśnięcie tego pozwolenia.

W sytuacji wygaśnięcia pozwolenia podmiot, któremu je udzielono zobowiązany jest do usunięcia na swój koszt konstrukcji, urządzeń i elementów infrastruktury oraz spowodowanych szkód w środowisku w określonym przez organ terminie.

Strefa ochronna

Wokół sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń dyrektor właściwego urzędu morskiego może ustanowić strefy bezpieczeństwa, sięgające nie dalej niż 500 metrów od każdego punktu ich zewnętrznej krawędzi. Obszar ten może być mniejszy w sytuacji kolizji z powszechnie przyjętymi normami i zaleceniami wynikającymi z prawa międzynarodowego.

Podmorskie kable

Układanie i utrzymywanie podmorskich kabli na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym wymaga pozwolenia dyrektora właściwego urzędu morskiego. Układanie i utrzymywanie podmorskich kabli w wyłącznej strefie ekonomicznej jest dozwolone, jeśli nie utrudnia wykonania praw Polski i pod warunkiem uzgodnienia lokalizacji oraz sposobów utrzymywania z ministrem właściwym do spraw gospodarki morskiej, który w tym zakresie wydaje decyzję po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw środowiska. Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej może cofnąć zgodę w razie niespełnienia uzgodnionych warunków układania i utrzymywania kabli.

Opłaty za wydanie pozwolenia

Za wydanie pozwolenia zarówno na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, jak i układanie kabli podmorskich, zgodnie z art. 27b ustawy OOM organ wydający pozwolenia przed jego wydaniem pobiera opłaty w wysokości stanowiącej równowartość 300 jednostek obliczeniowych.

Dodatkowo, jeżeli inwestycja realizowana jest na obszarze wyłącznej strefy ekonomicznej, czyli w przypadku wszystkich inwestycji w morskie farmy wiatrowe, pobiera się dodatkową opłatę w wysokości stanowiącej 1% wartości planowanego przedsięwzięcia¹.

Opłata ta pobierana jest w następujący sposób:

- 1) 10% pełnej kwoty opłaty w ciągu 90 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu stała się ostateczna;
- 2) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę przedsięwzięcia stała się ostateczna, a w przypadku gdy decyzja o pozwoleniu na budowę nie jest wymagana w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto budowę przedsięwzięcia;
- 3) 30% pełnej kwoty w ciągu 30 dni od dnia, w którym rozpoczęto wykorzystanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń;
- 4) 30% pełnej kwoty po 3 latach od dnia dokonania wpłaty, o której mowa w pkt. 3.

Podmiot, któremu udzielono pozwolenia przed dokonaniem opłaty, o której mowa w pkt. 3, przedstawia organowi, który wydał to pozwolenie informację o rzeczywistej wartości zrealizowanego przedsięwzięcia. Organ ten określa w drodze decyzji wysokość opłat, o których mowa w pkt. 3 i 4, biorąc pod uwagę różnicę pomiędzy faktyczną wartością zrealizowanego przedsięwzięcia oraz wysokością opłat wniesionych na podstawie planowanej wartości przedsięwzięcia. **Opłaty, które opisano powyżej, stanowią dochód budżetu państwa i nie podlegają zwrotowi.**

Procedura rozstrzygająca

Postępowanie o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich uregulowane jest w art. 27(d)-(p) ustawy OOM.

Zgodnie z art. 27(c) ustawy OOM w przypadku złożenia wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, minister właściwy do spraw gospo-

darki morskiej niezwłocznie zamieszcza ogłoszenie o możliwości składania kolejnych wniosków o wydanie pozwolenia dotyczących akwenu objętego tym wnioskiem. Ogłoszenie publikowane jest w Biuletynie Informacji Publicznej podmiotu obsługującego powyższego ministra.

Jeżeli w terminie 60 dni od dnia ogłoszenia tej informacji w Biuletynie Informacji Publicznej zostanie złożony co najmniej jeden kolejny kompletny wniosek o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej przeprowadza postępowanie rozstrzygające.

Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej po upływie powyższego 60-dniowego terminu informuje wnioskodawców, którzy złożyli kompletne wnioski w tym terminie, o wszczęciu postępowania rozstrzygającego oraz wzywa wnioskodawców, którzy złożyli kompletne wnioski w tym terminie, do przedłożenia w terminie 21 dni informacji i dokumentów pozwalających na ustalenie spełnienia przez wnioskodawców kryteriów oceny wniosków wymienionych enumeratywnie w art. 27(g) ustawy OOM.

Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich jest wydawane po zaopiniowaniu przez ministrów właściwych do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej. Organy te zobowiązane są wydać opinię w terminie nie dłuższym niż 90 dni od dnia otrzymania wniosku (niewydanie opinii w tym terminie traktuje się jako brak zastrzeżeń). Termin zakończenia postępowania rozstrzygającego przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej nie może być dłuższy niż 4 miesiące od dnia wpłynięcia ostatniej opinii od powyżej wymienionych organów. W przypadku, gdy opinia powyższych organów jest negatywna, minister właściwy do spraw gospodarki morskiej może wydać decyzję o odmowie wydania pozwolenia przed zakończeniem postępowania rozstrzygającego.

Przesłankami wydania negatywnej opinii może być pogłębienie zagrożeń dla: środowiska i zasobów morskich, interesu gospodarki narodowej, obronności i bezpieczeństwa państwa, bezpieczeństwa żeglugi morskiej, bezpiecznego uprawiania rybołówstwa morskiego, bezpieczeństwa lotów statków powietrznych, podwodnego dziedzictwa archeologicznego lub bezpieczeństwa związanego z badaniami, rozpoznawaniem i eksploatacją zasobów mineralnych dna morskiego oraz znajdujące się pod nim wnętrza ziemi.

Powyższe postępowanie rozstrzygające jest postępowaniem odrębnym od postępowania w sprawie o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich. Do postępowania rozstrzygającego nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. – Kodeks postępowania administracyjnego. Decyzja o wydaniu pozwolenia jest decyzją administracyjną.

Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej ocenia złożone w postępowaniu rozstrzygającym wnioski w oparciu m.in. o kryteria określone w art. 27(g) ustawy OOM.

Podstawą wyboru podmiotów uzyskujących powyższe pozwolenie wyłonionych w postępowaniu rozstrzygającym jest osiągnięcie tzw. minimum kwalifikacyjnego oraz uzyskanie największej liczby punktów spośród wszystkich uczestników.

Wyniki postępowania rozstrzygającego ogłasza się w siedzibie oraz w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej urzędu obsługującego ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej ze wskazaniem wnioskodawców, którzy osiągnęli minimum kwalifikacyjne uszeregowanych w kolejności według malejącej liczby uzyskanych punktów.

W przypadku, gdy podmiot wyłoniony w postępowaniu rozstrzygającym zrezygnuje z ubiegania się o pozwolenie przed jego wydaniem lub nie wniesie opłaty za wydanie pozwolenia, lub w przypadku wystąpienia zagrożeń dających podstawę do decyzji odmownej, pozwolenie zostaje wydane uczestnikowi, który uzyskał kolejno największą liczbę punktów.

Minister właściwy do spraw gospodarki morskiej z urzędu lub na wniosek uczestnika postępowania rozstrzygającego złożony w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia wyników tego postępowania unieważnia to postępowanie w drodze decyzji, jeżeli zostały rażąco naruszone przepisy prawa lub interesy uczestników konkursu. Od decyzji w sprawie unieważnienia postępowania rozstrzygającego uczestnikowi tego postępowania przysługuje, w terminie 14 dni od dnia doręczenia tej decyzji, wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej. Po wyczerpaniu powyższego trybu, uczestnikowi postępowania rozstrzygającego przysługuje skarga do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie. Uczestnikowi postępowania rozstrzygającego nie przysługuje inny tryb kontroli rozstrzygnięć podejmowanych w postępowaniu rozstrzygającym. Unieważnienie postępowania rozstrzygającego stanowi podstawę wznowienia postępowania w sprawie o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich.



16. Etapy procesu inwestycyjnego farmy wiatrowej

PODSUMOWANIE

- Proces inwestycyjny farmy wiatrowej wymaga spełnienia szeregu uwarunkowań proceduralnych. Wynikają one z regulacji prawno-budowlanych dotyczących ładu przestrzennego, ochrony środowiska, jak również regulacji energetyki.

Proces inwestycyjny farmy wiatrowej można podzielić na szereg etapów. Poniższa analiza przedstawia kluczowe elementy każdego z tych etapów. Dodatkowo, uwzględniono również odmienności procesu inwestycyjnego dotyczącego farm wiatrowych na obszarach morskich.

Etapy procesu inwestycyjnego

Etapy procesu inwestycyjnego dzieli się następująco:

A. FAZA WSTĘPNA

1. Wstępna analiza wietrzności

Oprócz technicznego zapewnienia infrastruktury do dokonania pomiarów wietrzności oraz zawarcia stosownych umów umożliwiających korzystanie z nieruchomości faza ta wymaga uwzględnienia konieczności uzyskania pozwolenia na budowę masztu pomiarowego oraz uzyskania pozwolenia Prezesa ULC.

2. Wybór lokalizacji

Etap ten zakłada dokonanie wstępnej analizy dopuszczalności budowy farmy wiatrowej na danym terenie. Dopuszczalność realizacji takiej inwestycji wynika z zapisów studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego danej gminy oraz miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, które przewidują wyznaczenie obszarów, na których będzie można wybudować urządzenia służące wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnych źró-

deł energii (art. 10 ust. 2a oraz art. 15 ust. 3 pkt 3a ustawy o p.z.p.). W razie braku powyższych aktów planistycznych dopuszczalność budowy farmy wiatrowej zostaje określona w decyzji o warunkach zabudowy.

Konieczne jest w tej fazie uwzględnienie innych ograniczeń lokalizacyjnych, m.in.:

1. odległości farmy wiatrowej od zabudowań, określanej w aktach planistycznych gminy bądź w decyzji o warunkach zabudowy;
2. nieprzekraczania dopuszczalnych norm hałasu, określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych norm hałasu (Dz.U. 2007 nr 120 poz. 826);
3. odległości farmy wiatrowej od drogi. Odległości wynikające z ustawy o drogach publicznych (Dz.U. 1985 Nr 14 poz. 60) wyznaczają minimalną odległość, jaka może dzielić obiekt budowlany od drogi. Odległość ta jest zależna od rodzaju drogi oraz od tego, czy obiekt znajduje się w terenie zabudowanym czy niezabudowanym.

3. Analiza ograniczeń środowiskowych

Konieczne jest dokonanie wstępnej analizy ograniczeń środowiskowych na terenie planowanej inwestycji. Weryfikacji wymaga np. czy teren planowanej inwestycji objęty jest jedną z form ochrony przyrody na podstawie art. 6 ustawy o o.p. Zgodnie z ustawą o o.p. na obszarze parku narodowego oraz rezerwatu przyrody nie można lokalizować farm wiatrowych. Na terenie parku krajobrazowego możliwe jest wprowadzenie zakazu realizacji inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko (art. 17 ust. 1 ustawy o o.p.).

Zakazy wymienione w tym przepisie nie dotyczą m.in. realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, dla których sporządzenie raportu o oddziaływaniu na środowisko nie jest obowiązkowe i przeprowadzona procedura oceny oddziaływania na środowisko wykazała brak niekorzystnego wpływu na przyrodę parku krajobrazowego. Lokalizacja farmy wiatrowej na terenie parku krajobrazowego jest możliwa, ale po uzyskaniu pozytywnej oceny oddziaływania na środowisko oraz uzyskaniu decyzji o warunkach zabudowy wydawanej przez dyrektora parku krajobrazowego.

Analogiczne do parku krajobrazowego ograniczenia środowiskowe występują w odniesieniu do obszarów chronionego krajobrazu (art. 24 ustawy o o.p.), na których można wprowadzić zakaz realizacji inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko. Zakaz ten nie dotyczy m.in. realizacji inwestycji mogących znacząco oddziaływać na środowisko, dla których sporządzenie raportu

o oddziaływaniu na środowisko nie jest obowiązkowe i przeprowadzona procedura oceny oddziaływania na środowisko wykazała brak niekorzystnego wpływu na природę parku krajobrazowego.

Na terenie obszaru Natura 2000 zabrania się podejmowania działań mogących w znaczący sposób pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych oraz siedlisk gatunków roślin i zwierząt, a także w znaczący sposób wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000 (art. 33 ustawy o o.p.). Przepis art. 33 ust. 3 ustawy o o.p. uznaje, że projekty planów i projekty zmian do przyjętych planów oraz planowane przedsięwzięcia, które nie są bezpośrednio związane z ochroną obszaru Natura 2000 lub nie wynikają z tej ochrony, a które mogą na te obszary znacząco oddziaływać, wymagają przeprowadzenia postępowania w sprawie oceny oddziaływania na środowisko na zasadach określonych w ustawie POŚ. Przepis art. 34 ustawy przewiduje możliwość zezwolenia na realizację planu lub działań, mogących znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000 przy zapewnieniu wykonania kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000, jeżeli przemawiają za tym konieczne wymogi nadrzędnego interesu publicznego, w tym wymogi o charakterze społecznym lub gospodarczym, i wobec braku rozwiązań alternatywnych.

4. Analiza uwarunkowań infrastrukturalnych

Konieczna jest wstępna analiza istniejącej wokół planowanej inwestycji infrastruktury przyłączeniowej, która jest niezbędnym elementem służącym do wprowadzania wytworzonej przez farmę wiatrową energii do sieci. Powyższe wiąże się również z technicznymi warunkami przyłączenia, które inwestor musi spełniać, aby uzyskać przyłączenie źródła do sieci.

5. Analiza uwarunkowań społecznych

Konieczne jest również wstępne uwzględnienie konieczności obligatoryjnego udziału społeczeństwa w procedurze oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Ustawa o OOS wyposaża społeczeństwo w prawo do składania uwag i wniosków zarówno w podejmowaniu decyzji, jak i w opracowywaniu dokumentów (art. 33-43 ustawy OOS). Ponadto, przepisy powyższe nakładają na organy prowadzące postępowanie obowiązki informacyjne, np. obowiązek wynikający z art. 37 ustawy OOS uwzględnienia w uzasadnieniu decyzji informacji o udziale społeczeństwa w postępowaniu oraz o tym, w jaki sposób zostały wzięte pod uwagę i w jakim zakresie zostały uwzględnione uwagi i wnioski zgłoszone w związku z udziałem społeczeństw.

B. FAZA PRAWNO-ADMINISTRACYJNA

1. Uzyskanie praw do terenu pod inwestycję

Wymagane jest uzyskanie gruntu pod inwestycję na podstawie nabycia prawa własności danej nieruchomości bądź ustanowienia użytkownika na tej nieruchomości albo w drodze zawarcia umowy dzierżawy nieruchomości.

2. Szczegółowe pomiary siły wiatru

Konieczne jest postawienie masztu pomiarowego, co wiąże się z obowiązkiem uzyskania pozwolenia na budowę takiego masztu oraz pozwolenia wydanego m.in. przez Prezesa ULC.

3. Uzyskanie decyzji środowiskowej

Budowa farmy wiatrowej zaliczana jest do tych inwestycji, które wymagają uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (art. 71 ustawy OOŚ). W rozporządzeniu OOŚ do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko zaliczono instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej (§ 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia OOŚ). Ponadto, do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko zaliczono instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia OOŚ lokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1-5, 8 i 9 ustawy o o.p. lub o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m.

Instalacje zaliczone do mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko obligatoryjnie wymagają przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (art. 59 ustawy OOŚ), zaś w zakresie przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko zależy od tego, czy organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach uzna za obowiązkowe przeprowadzenie takiej oceny, biorąc pod uwagę przesłanki z art. 63 ust. 1 ustawy OOŚ.

Organem właściwym do wydania decyzji DŚU jest wójt, burmistrz, prezydent miasta, chyba że występuje sytuacja uzasadniająca właściwość do wydania tej decyzji innego organu, np. w przypadku morskiej farmy wiatrowej, będącej przedsięwzięciem realizowanym na obszarze morskim w rozumieniu art. 75 ust. 1 pkt c ustawy o udostępnianiu informacji, organem właściwym jest RDOŚ.

4. Uzyskanie decyzji lokalizacyjnej

Podstawowym aktem planistycznym gminy jest miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Plan miejscowy sporządza się w celu ustalenia przeznaczenia terenów, w tym dla inwestycji celu publicznego oraz określenia sposobów ich zagospodarowania i zabudowy (art. 14 ust. 1 ustawy o p.z.p.). Zgodnie z art. 15 ust. 3 pkt 3a ustawy o p.z.p. w miejscowym planie określa się granice terenów pod budowę urządzeń, o których mowa w art. 10 ust. 2a ustawy (czyli urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW) oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu i występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko.

Decyzja o warunkach zabudowy jest wydawana w sytuacji, gdy nie został uchwalony miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (art. 4 ust. 2 ustawy o p.z.p.). Decyzja ta określa sposób zagospodarowania i warunki zabudowy terenu. Zgodnie z art. 60 ustawy o p.z.p. decyzję o warunkach zabudowy wydaje wójt, burmistrz albo prezydent miasta (na terenach zamkniętych – wojewoda) po uzgodnieniu z organami, o których mowa w art. 53 ust. 4 ustawy o p.z.p.

5. Uzyskanie warunków przyłączenia do sieci

Podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci inicjuje procedurę przyłączeniową poprzez złożenie wniosku o określenie warunków przyłączenia do sieci w przedsiębiorstwie energetycznym, do którego sieci ubiega się o przyłączenie. Przepisy ustawy PE zobowiązują wnioskodawcę do wykazania tytułu prawnego do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane (art. 7 ust. 3 ustawy PE) oraz do spełniania technicznych warunków dostarczania energii. Szczegółowe wymagania w zakresie zawartości wniosku o określenie warunków przyłączenia oraz wykaz obowiązkowych załączników zawiera § 7 rozporządzenia systemowego. Konieczne jest sporządzenie ekspertyzy wpływu przyłączanych urządzeń na system elektroenergetyczny. Od chwili złożenia kompletnego wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci przez inwestora operator, na którego obszarze nastąpi przyłączenie, wydaje warunki przyłączenia w terminach określonych w art. 7 ust. 8g ustawy PE.

6. Umowa o przyłączenie do sieci

Przepis art. 7 ust. 8i ustawy PE stanowi, że warunki przyłączenia są ważne dwa lata od ich doręczenia. W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. W okresie 2 lat od wydania warunków przyłączenia podmiot ubiegający się o przyłączenie może żądać zawarcia przedmiotowej umowy.

Projekt umowy o przyłączenie przekazywany wraz z warunkami przyłączenia jest opracowany przez przedsiębiorstwo energetyczne. Przekazanie odbiorcy oznacza, że treść tej umowy jest zaakceptowana przez przedsiębiorstwo energetyczne.

7. Uzyskanie pozwolenia na budowę

Farma wiatrowa jest obiektem budowlanym w rozumieniu przepisów ustawy p.b., który może zostać wybudowany wyłącznie po uzyskaniu pozwolenia na budowę. Pozwolenie na budowę jest udzielane na wniosek inwestora. Do wniosku o pozwolenie na budowę należy – zgodnie z art. 33 ust. 2 ustawy p.b. dołączyć cztery egzemplarze projektu budowlanego; oświadczenie o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, jeżeli jest ona wymagana zgodnie z przepisami o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Ponadto, do wniosku trzeba dołączyć decyzję środowiskową (art. 35 ust. 1 ustawy p.b) oraz warunki przyłączenia do sieci (art. 34 ust. 3 pkt 3a ustawy p.b.).

C. FAZA WDROŻENIOWA

1. Umowa na sprzedaż energii oraz świadectwa pochodzenia

Energia wytworzona w elektrowni wiatrowej może zostać sprzedana bezpośrednio do przedsiębiorstw energetycznych lub innych odbiorców bądź poprzez Towarową Giełdę Energii. Zgodnie z art. 9e ust. 1 ustawy PE świadectwo pochodzenia stanowi potwierdzenie wytworzenia energii elektrycznej w odnawialnym źródle energii, tzw. „zielony certyfikat”. Świadectwo pochodzenia wydaje Prezes URE na wniosek przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii złożony za pośrednictwem operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania znajduje się odnawialne źródło. Zgodnie z art. 9e ust. 2 ustawy PE świadectwo pochodzenia zawiera: nazwę i adres producenta zielonej energii, określenie lokalizacji, rodzaju i mocy odnawialnego źródła energii, dane dotyczące ilości energii elektrycznej objętej świadectwem pochodzenia, określenie okresu, w którym energia została wytworzona, wskazanie podmiotu, który będzie organizował obrót prawami majątkowymi wynikającymi ze świadectwa pochodzenia. Na podstawie art. 9e ust. 6 ustawy PE, prawa majątkowe wynikające ze świadectwa pochodzenia są zbywalne i stanowią towar giełdowy w rozumieniu art. 2 pkt 2 lit d ustawy o giełdach towarowych. Podmioty zobowiązane mają obowiązek uzyskać i przedstawić do umorzenia Prezesowi URE świadectwo pochodzenia. Na podstawie art. 9a ust. 6 ustawy PE sprzedawca z urzędu jest obowiązany w zakresie określonym w przepisach wydanych na podstawie art. 9a ust. 9 ustawy PE do zakupu energii elektrycznej wytworzonej w odnawialnych źródłach energii przyłączonych

do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej znajdującej się na terenie obejmującym obszar działania tego sprzedawcy oferowanej przez przedsiębiorstwo energetyczne, które uzyskało koncesję na jej wytwarzanie. Zakup ten odbywa się po średniej cenie sprzedaży energii elektrycznej w poprzednim roku kalendarzowym.

2. Uzyskanie finansowania

Zależne od strategii inwestycyjnej inwestora farmy wiatrowej.

3. Realizacja inwestycji

Zakup turbin oraz wykonanie prac budowlanych farmy wiatrowej.

4. Pozwolenie na użytkowanie

Zgodnie z art. 55 ustawy p.b. inwestor zobowiązany jest, aby przed przystąpieniem do użytkowania obiektu budowlanego uzyskać ostateczną decyzję o pozwoleniu na użytkowanie. Ponadto, inwestor jest obowiązany zawiadomić organy Państwowej Inspekcji Sanitarnej oraz Państwowej Straży Pożarnej o zakończeniu budowy obiektu budowlanego i zamiarze przystąpienia do jego użytkowania. Organy zajmują stanowisko w sprawie zgodności wykonania obiektu budowlanego z projektem budowlanym.

5. Rozruch technologiczny

Rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby przeprowadzenia niezbędnych analiz i testów w celu uzyskania pozwolenia na użytkowanie lub po to, aby otrzymać protokół sprawdzenia technicznego, dopuszczenia i przyjęcia do eksploatacji urządzeń energetycznych.

Proces inwestycyjny morskich farm wiatrowych (odmienności)

Główne różnice w procesie inwestycyjnym morskich farm wiatrowych w porównaniu do procesu inwestycyjnego farm wiatrowych na lądzie polegają na większym skomplikowaniu fazy prawno-administracyjnej, w której inwestor zobowiązany jest do uzyskania większej liczby decyzji oraz pozwoleń warunkujących tego typu inwestycje.

Pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich

Podstawową decyzją administracyjną dla inwestora farmy wiatrowej na obszarach morskich (tzw. *off-shore*) jest pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydawane na podstawie

ustawy o OOM. Przepis art. 23 ustawy OOM stanowi, że pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń w polskich obszarach morskich wydaje minister właściwy do spraw gospodarki morskiej w przypadku braku planu zagospodarowania przestrzennego morskich wód wewnętrznych, morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej.

Zgodnie z art. 23 ust. 2 ustawy OOM wprowadzonym nowelizacją tej ustawy z dnia 26 maja 2011 r. (Dz. U. 2011 nr 134 poz. 778) zakazuje się wznoszenia i wykorzystywania elektrowni wiatrowych na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. Farma wiatrowa na obszarach morskich może zostać wzniesiona jedynie na wyłącznej strefie ekonomicznej (12 mil morskich od brzegu). Zgodnie z art. 15 ustawy o obszarach morskich wyłączna strefa ekonomiczna jest położona na zewnątrz morza terytorialnego i przylega do tego morza. Obejmuje ona wody, dno morza i znajdujące się pod nim wnętrza ziemi.

Plan zagospodarowania przestrzennego wyłącznej strefy ekonomicznej – zgodnie z art. 37a ustawy OOM może przyjąć minister właściwy do spraw budownictwa, gospodarki przestrzennej i mieszkaniowej w porozumieniu z ministrami właściwymi do spraw gospodarki morskiej, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministrem Obrony Narodowej w drodze rozporządzenia. Plan ten rozstrzyga m.in. o przeznaczeniu wyłącznej strefy ekonomicznej oraz o zakazach lub ograniczeniach korzystania z tego obszaru.

Wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń poprzedzane jest zaopiniowaniem przez ministrów właściwych do spraw gospodarki, kultury i dziedzictwa narodowego, rybołówstwa, środowiska, spraw wewnętrznych oraz Ministra Obrony Narodowej.

Można odmówić wydania pozwolenia, o którym mowa powyżej w sytuacji, gdy spowodowałoby to powstanie zagrożenia dla:

1. środowiska i zasobów morskich;
2. interesu gospodarki narodowej;
3. obronności i bezpieczeństwa państwa;
4. bezpieczeństwa żeglugi morskiej;
5. bezpiecznego uprawiania rybołówstwa morskiego;
6. bezpieczeństwa lotów statków powietrznych;
7. podwodnego dziedzictwa archeologicznego lub
8. bezpieczeństwa związanego z badaniami, rozpoznawaniem i eksploatacją zasobów mineralnych dna morskiego oraz znajdującego się pod nim wnętrza ziemi.

W pozwoleniu na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń określa się rodzaj przedsięwzięcia i jego lokalizację za pomocą współrzędnych geograficznych, charakterystyczne parametry techniczne przedsięwzięcia, szczegółowe warunki i wymagania wynikające z przepisów odrębnych. (art. 23 ust. 5 ustawy OOM).

Istotną dla inwestora regulacją jest art. 23 ust. 6 ustawy OOM, który przewiduje, że **pozwolenie jest wydawane na okres niezbędny do wznoszenia i wykorzystywania sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń, nie dłużej jednak niż 30 lat.**

Przepis art. 23 ust. 6g ustawy OOM przewiduje możliwość przedłużenia ważności pozwolenia na okres 20 lat, jeżeli sztuczne wyspy, konstrukcje i urządzenia zostały wzniesione oraz były wykorzystywane zgodnie z wymaganiami określonymi w pozwoleniu.

Z punktu widzenia inwestora oraz tempa realizowanej inwestycji istotna jest regulacja art. 23 ust. 6a ustawy OOM, która przewiduje wygaśnięcie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń (stwierdzone w drodze decyzji przez organ, który wydał to pozwolenie), jeżeli w ciągu 6 lat od dnia wydania pozwolenia inwestor nie uzyska pozwolenia na budowę dla całości lub części etapowanego przedsięwzięcia objętego tym pozwoleniem. Inwestor może jednak złożyć organowi, który wydał pozwolenie, wyjaśnienia na piśmie i dokumenty potwierdzające podjęcie wszystkich czynności wymaganych przez prawo zmierzających do uzyskania pozwolenia na budowę. W tym przypadku 6-letni termin ulega przedłużeniu na czas niezbędny do uzyskania pozwolenia na budowę, jednak nie dłuższy niż 2 lata od dnia, w którym upłynął 6-letni termin od dnia wydania pozwolenia.

Wygaśnięcie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń może również nastąpić w przypadku określonym w art. 23 ust. 6c ustawy OOM, tj. jeżeli w ciągu 3 lat od dnia, w którym decyzja o pozwoleniu na budowę stała się ostateczna, nie zostanie rozpoczęta budowa sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń albo jeżeli w ciągu 5 lat od dnia rozpoczęcia budowy nie zostanie podjęte wykorzystywanie sztucznej wyspy, konstrukcji i urządzeń.

Kolejnym ryzykiem inwestycyjnym związanym ze wznoszeniem morskiej farmy wiatrowej jest możliwość stwierdzenia wygaśnięcia pozwolenia, jeżeli wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń jest niezgodne z warunkami określonymi w pozwoleniu. Ponadto, istnieje możliwość nałożenia sankcji kary pieniężnej przez organ, który wydał pozwolenie (art. 23 ust. 6d).

Za wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń pobierana jest opłata, której wysokość i sposób obliczenia zostały określone w art. 27b ust. 1 ustawy OOM. W konsekwencji inwestor musi uiścić opłatę w wysokości 300 jednostek obliczeniowych SDR określanych przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy (art. 55 ust. 1 ustawy OOM) oraz opłatę dodatkową za zajęcie wyłącznej strefy ekonomicznej w wysokości 1% wartości planowanego przedsięwzięcia, którą określa się biorąc pod uwagę ceny rynkowe urządzeń i usług niezbędnych do całkowitej realizacji przedsięwzięcia na dzień składania wniosku o wydanie pozwolenia (art. 27b ust. 1b ustawy OOM). Dodatkowa opłata, której wysokość stanowi znaczne obciążenie dla inwestora biorąc pod uwagę znaczną wartość inwestycji, jest uiszczana w ratach w sposób określony w art. 27b ust. 1 pkt 1-4 ustawy OOM.

Z punktu widzenia interesów inwestora istotna jest regulacja art. 27c-27p ustawy OOM, wprowadzona w wyniku nowelizacji ustawy z dnia 26 maja 2011 r., która kreuje swoiste postępowanie przetargowe, nazwane w ustawie postępowaniem rozstrzygającym w sytuacji, gdy złożono więcej niż jeden wniosek o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń na ten sam obszar wyłącznej strefy ekonomicznej.

Postępowanie rozstrzygające może zostać zainicjowane, gdy po ogłoszeniu (do którego dochodzi w przypadku złożenia wniosku o wydanie pozwolenia na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp, konstrukcji i urządzeń) przez ministra właściwego do spraw gospodarki morskiej o możliwości składania kolejnych wniosków, inny podmiot również złożył taki wniosek co do tego samego akwenu.

Podmiotem wyłonionym w postępowaniu rozstrzygającym jest wnioskodawca, który osiągnął minimum kwalifikacyjne oraz uzyskał największą liczbę punktów spośród wszystkich uczestników (art. 27i ustawy OOM).

Kryteriami oceny złożonych w postępowaniu rozstrzygającym wniosków są m.in.: zgodność planowanego przedsięwzięcia z ustaleniami planu zagospodarowania przestrzennego bądź możliwość przeznaczenia akwenu na wnioskowane cele; proponowane przez wnioskodawców okresy obowiązywania pozwolenia, w tym daty rozpoczęcia i zakończenia budowy i eksploatacji planowanych przedsięwzięć; sposoby finansowania planowanych przedsięwzięć, z uwzględnieniem środków własnych, kredytów, pożyczek oraz proponowanego dofinansowania realizacji inwestycji ze środków publicznych; wkład planowanych przedsięwzięć w realizację unijnych i krajowych polityk sektorowych.

Zgodnie z art. 27k ust. 2 decyzja o wydaniu pozwolenia jest decyzją administracyjną. Jedyny środek zaskarżenia, jaki przysługuje osobie uczestniczącej w postępowaniu rozstrzygającym to żądanie unieważnienia przez ministra właściwego do spraw go-

spodarki morskiej postępowania rozstrzygającego w drodze decyzji, jeżeli zostały rażąco naruszone przepisy prawa lub interesy uczestników konkursu. Od powyższej decyzji przysługuje wniosek o ponowne rozpatrzenie sprawy. Po wyczerpaniu tego trybu uczestnikowi postępowania rozstrzygającego przysługuje skarga do Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Warszawie.

W celu zapewnienia przesyłu energii wyprodukowanej przez morską farmę wiatrową do stacji odbiorczej niezbędne jest uzyskanie przez inwestora pozwolenia dyrektora właściwego urzędu morskiego na układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów na morskich wodach wewnętrznych i morzu terytorialnym. Za wydanie tego pozwolenia pobierana jest opłata w wysokości 300 jednostek obliczeniowych SDR określanych przez Międzynarodowy Fundusz Walutowy (art. 55 ust. 1 ustawy OOM).

Zgodnie z art. 27 ustawy OOM **układanie i utrzymywanie podmorskich kabli i rurociągów w wyłącznej strefie ekonomicznej jest dozwolone**, jeśli nie utrudnia wykonania praw Rzeczypospolitej Polskiej i pod warunkiem uzgodnienia lokalizacji oraz sposobów utrzymywania z ministrem właściwym do spraw gospodarki morskiej, który w tym zakresie wydaje decyzję po zasięgnięciu opinii ministra właściwego do spraw środowiska.

Opisana powyżej infrastruktura musi zostać umiejscowiona również na brzegu morskim. Na gruncie ustawy OOM ograniczeniem z tym związanym jest konieczność uzgodnienia z dyrektorem właściwego urzędu morskiego decyzji o pozwoleniu na budowę obiektu budowlanego, jakim są kable oraz rurociągi (na gruncie ustawy – Prawo budowlane, nazywane sieciami technicznymi) na pasie nadbrzeżnym (art. 37 ust. 3 ustawy OOM).

Pozwolenie wodnoprawne

Obowiązek uzyskania pozwolenia wodnoprawnego wynika z art. 122 ust. 1 ustawy prawo wodne. Zgodnie z tym przepisem pozwolenie wodnoprawne wymagane jest m.in. na szczególne korzystanie z wód oraz wykonanie urządzeń wodnych. Organem właściwym do wydania pozwolenia wodnoprawnego jest marszałek województwa. Przepis art. 144 ustawy prawo wodne stanowi, że marszałek województwa wydaje to pozwolenie, jeżeli szczególne korzystanie z wód, wykonywanie urządzeń wodnych lub eksploatacja instalacji bądź urządzeń wodnych są związane z przedsięwzięciami mogącymi zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, a do takich należy budowa morskiej farmy wiatrowej. Pozwolenie wodnoprawne wydaje się w drodze decyzji na czas określony. Pozwolenie wodnoprawne na szczególne korzystanie z wód wydaje się na okres nie dłuższy niż 20 lat.



REGULACJE W ZAKRESIE BEZPIECZEŃSTWA I OCHRONY PAŃSTWA

17. Regulacje w zakresie bezpieczeństwa i ochrony państwa

PODSUMOWANIE

- Ochrona informacji niejawnych stanowi ograniczenie prowadzenia działalności m.in. przez inwestora farmy wiatrowej, w szczególności w zakresie dostępu do informacji uznanych za prawnie chronione.
- W razie ogłoszenia mobilizacji i w czasie wojny Rada Ministrów może objąć militaryzacją jednostki organizacyjne, które wykonują zadania szczególne ważne dla obronności lub bezpieczeństwa państwa, do których zalicza się m.in. przedsiębiorstwa mogące wykonywać zadania w zakresie funkcjonowania systemów energetyki. To dodatkowo ogranicza dostęp do określonych informacji dla inwestora farmy wiatrowej.
- Powyższe regulacje dają możliwość szerokiego ujęcia zakresu informacji, które mogą być uznane za informacje podlegające szczególnej ochronie prawnej. Istniejąca przeciwwaga w postaci kontroli zasadności podejmowania takich środków ochronnych może w niewielkim stopniu wpływać na ograniczanie zakresu ochrony.

Ochrona informacji niejawnych stanowi ograniczenie prowadzenia działalności m.in. przez inwestora farmy wiatrowej w szczególności w zakresie dostępu do informacji uznanych za prawnie chronione. Kwestie powyższe uregulowane są w ustawie z dnia 5 sierpnia 2010 r. o ochronie informacji niejawnych (Dz. U. Nr 182, poz. 1228) dalej również „ustawa o o.i.n.”.

Przez informację niejawną zgodnie z ustawą o o.i.n. rozumie się informację, której nieuprawnione ujawnienie spowodowałoby lub mogłoby spowodować szkody dla Rzeczypospolitej Polskiej albo byłoby z punktu widzenia jej interesów niekorzystne, także w trakcie ich opracowywania oraz niezależnie od formy i sposobu ich wyrażania (art. 1 ustawa o o.i.n.).

Regulacja ustawa o o.i.n. zawiera szereg przesłanek, które mogą umożliwić klasyfikowanie informacji do jednej z ustawowych kategorii. Tytułem przykładu, informacjom niejawnym nadaje się klauzulę „tajne”, jeżeli ich nieuprawnione ujawnienie spo-

woduje poważną szkodę dla Rzeczypospolitej Polskiej. Zgodnie z pkt. I ppkt 49 Załącznika 1 do tej ustawy klauzulę „tajne” mogą uzyskać informacje, dotyczące rozwiązań technicznych, technologicznych i organizacyjnych, których ujawnienie naraziłoby na szkodę istotny interes gospodarczy państwa. Powyższe przesłanki są na tyle pojemne, iż umożliwiają w praktyce objęcie szerokiego zakresu informacji ochroną przewidzianą w tej ustawie.

Do ochrony tak zdefiniowanej informacji zobowiązane są podmioty określone w art. 1 ust. 2 ustawa o o.i.n., wśród których wymieniono również państwowe osoby prawne. Zgodnie z art. 9k ustawa PE operator systemu przesyłowego działa w formie spółki akcyjnej, której jedynym akcjonariuszem jest Skarb Państwa. Przedsiębiorstwo to mieści się zatem w zakresie podmiotowym tej ustawy.

Zgodnie z art. 4 ustawa o o.i.n. informacje niejawne mogą być udostępnione wyłącznie osobie dającej rękojmię zachowania tajemnicy i tylko w zakresie niezbędnym do wykonywania przez nią pracy lub pełnienia służby na zajmowanym stanowisku albo wykonywania czynności zleconych. Dla ochrony informacji na podstawie tej regulacji konieczne jest spełnienie określonej procedury nadającej informacji określoną klauzulę niejawności.

Dodatkowo, informacje mogą być uznane za związane z bezpieczeństwem wewnętrznym, gotowością obronną oraz dotyczyć będą wykonywania przez organy władzy publicznej lub inne jednostki organizacyjne zadań w zakresie obrony narodowej oraz bezpieczeństwa publicznego w rozumieniu art. 5 ust. 1 pkt 2 i 4 oraz ust. 4 ustawa o o.i.n.

Zgodnie z art. 174 ust. 1 ustawy z dnia 21 listopada 1967 r. o powszechnym obowiązku obrony Rzeczypospolitej Polskiej (Dz. U. z 1967 r. Nr 44, poz. 220, ze zm., tj. z dnia 26 marca 2012 r. Dz. U. z 2012 r. poz. 461), dalej również „ustawa o p.o.o.”, w razie ogłoszenia mobilizacji i w czasie wojny Rada Ministrów może objąć militaryzacją jednostki organizacyjne, które wykonują zadania szczególnie ważne dla obronności lub bezpieczeństwa państwa.

Zgodnie z § 3 ust. 1 pkt 3 rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie militaryzacji jednostek organizacyjnych wykonujących zadania na rzecz obronności lub bezpieczeństwa państwa w razie zagrożenia bezpieczeństwa państwa i w czasie wojny militaryzacji podlegają jednostki organizacyjne, które będą wykonywać zadania w zakresie funkcjonowania systemów energetyki. **Taka regulacja może stanowić asumpt do twierdzeń, iż np. sieć elektroenergetyczną (przesyłową i dystrybucyjną) należy uznać za kom-**

pleks urządzeń o szczególnym znaczeniu dla obronności kraju, a tym samym ograniczony może być istotny dla inwestora farmy wiatrowej dostęp do informacji o funkcjonowaniu sieci jako część informacji prawnie chronionych.

Powyższe regulacje dają możliwość szerokiego ujęcia zakresu informacji, które mogą być uznane za informacje podlegające szczególnej ochronie prawnej. Istniejąca przeciwwaga w postaci kontroli zasadności podejmowania takich środków ochronnych może w niewielkim stopniu wpływać na ograniczanie zakresu ochrony.

W praktyce istotną przeciwwagą może być przepis art. 271 k.k., który penalizuje sytuację, w której osoba uprawniona do wystawienia dokumentu poświadcza w nim nieprawdę co do okoliczności mającej znaczenie prawne. Nieuprawnione nadanie klauzuli niejawności mieści się w zakresie tego przestępstwa. W stosunku jednak do tak strategicznych dziedzin jak zarządzanie infrastrukturą energetyczną skuteczność tego rodzaju środka kontrolnego nie zapewni realizacji oczekiwanych rezultatów.





Instytut Sobieskiego wydał ostatnio:

Marek Dietl

Proces monopolizacji a niepewność

Leszek Skiba

Rządzić państwem.
Centrum decyzyjne rządu
w wybranych krajach europejskich

Justyn Piskorski

Szkoła domowa.
Pomiędzy wolnością a obowiązkiem

Krzysztof Krajewski-Siuda, Piotr Romaniuk

Zdrowie Publiczne

Aleksander Zawisza

Gaz dla Polski
Zarys historii sektora gazu ziemnego
w ostatnich dwóch dekadach w Polsce

red. Jan Filip Staniłko

Katastrofa. Bilans dwóch lat.

red. Maciej Rapkiewicz

Efektywność, planowanie, rozwój
- jednostki samorządu terytorialnego
wobec kluczowych wyzwań strukturalnych

red. Krzysztof Krajewski - Siuda

Samoleczenie

Niniejszy raport ma na celu przedstawienie najistotniejszych regulacji prawa krajowego odnoszących się do sektora energetyki wiatrowej. Analiza tych regulacji pozwoli na indywidualną ocenę ich kompleksowości oraz stopnia szczegółowości. Daje również podstawę do analizy, na ile, i w jakim kierunku powinny podążać dalsze zmiany prawne, aby zapewnić zrównoważony rozwój tego podsektora energetyki w sposób przyjazny ludziom.

ISBN 978-83-927691-7-0



Instytut Sobieskiego
ul. Nowy Świat 27
00-029 Warszawa
tel./fax: 22 826 67 47

sobieski@sobieski.org.pl
www.sobieski.org.pl