



Institut Energetyki Odnawialnej

ec bre c

Institut Energetyki Odnawialnej (EC BRE C IEO) założony został w roku 2001 przez zespół ekspertów z ówczesnego Europejskiego Centrum Energii Odnawialnej (EC BRE C/IBMER). Trzon zespołu stanowią osoby, które na przełomie lat 90-tych i początku obecnego stulecia opracowały zasadnicze dokumenty dla sektora energetyki odnawialnej w Polsce: Strategię rozwoju energetyki odnawialnej, projekt programu wykonawczego do Strategii w zakresie zielonej energii elektrycznej, projekt ustawy o wykorzystaniu odnawialnych zasobów energii i promocji odnawialnych źródeł energii. Dokumenty te stanowią do dzisiaj bazę rozwoju polityki energetycznej i prawa energetycznego w zakresie odnawialnych źródeł energii (OZE).

Działania Instytutu koncentrują się na ściślejszym połączeniu działalności naukowo-badawczej oraz działań polityczno-strategicznych z potrzebami rozwijającego się rynku energetyki odnawialnej w Polsce.

EC BRE C IEO jest jednym z pierwszych prywatnych instytutów naukowych, łączącym prace badawczo-rozwojowe z wdrożeniami i działalnością konsultingową w sektorach: energetyki wiatrowej, energii słonecznej, produkcji i wykorzystania biogazu, planowania energetycznego. Prowadzi działalność szkoleniową i edukacyjną w tym, wspólnie z Uniwersytetem Ekonomicznym we Wrocławiu, studia podyplomowe „Inwestycje w odnawialne źródła energii”.

Zyski osiągane z komercjalizacji wyników prac i świadczonych usług są przeznaczane na dalsze prace badawcze lub opracowania o charakterze strategicznym (*think-tank*), wyprzedzające aktualne potrzeby naszych klientów. W ten sposób Instytut działa na rzecz realizacji długookresowych celów społecznych i zadań o charakterze publicznym, związanych z promocją zrównoważonej środowiskowo gospodarki lokalnej i generacji rozproszonej oraz rozwojem i wprowadzaniem na rynek technologii energetyki odnawialnej.

ul. Mokotowska 4/6

00-641 Warszawa

tel./fax: + 48 22 875 86 78

e-mail: biuro@ieo.pl

www.ieo.pl

**HEINRICH BÖLL STIFTUNG
WARSZAWA**

Heinrich Böll Stiftung z siedzibą w Berlinie jest niemiecką fundacją polityczną, bliską partii Sojusz 90/Zieloni. Podstawowym zadaniem Fundacji zarówno w kraju, jak i za granicą, jest edukacja obywatelska, której celem jest kształtowanie postaw demokratycznych, wspieranie zaangażowania społeczno-politycznego i porozumienia pomiędzy narodami. Kieruje się przy tym swymi podstawowymi wartościami: ekologią, demokracją, solidarnością oraz wolnością od przemocy.

Biuro Regionalne Europa Centralna Fundacji im. Heinricha Bölla w Polsce zainaugurowało działalność na początku 2002 roku, w końcowej fazie rokowań związanych z przystąpieniem do Unii Europejskiej państw z regionu Europy Środkowej. Głównym zadaniem Biura Regionalnego było obserwowanie i wspieranie działań na rzecz uwzględniania perspektywy równości kobiet i mężczyzn w procesie integracji Polski, Czech i Słowacji z UE. W roku 2003 zadania Biura zostały rozszerzone o tematy takie jak integracja europejska, wspólna polityka zagraniczna i bezpieczeństwa Unii Europejskiej w szczególności jej wschodni wymiar, polityka energetyczna i ochrona klimatu. Inicjując i wspierając debatę społeczno-polityczną w Europie Środkowej i Wschodniej na aktualne tematy staramy się uwzględnić różne jej aspekty, ważne z „zielonej” perspektywy.

ul. Żurawia 45, IIIp

00-680 Warszawa

tel. +48 22 59 42 333

email: pl-info@pl.boell.org

www.boell.pl, www.boell.de

GREENPEACE

Greenpeace to niezależna, międzynarodowa organizacja pozarządowa działająca od 1971r. na rzecz środowiska naturalnego i pokoju na świecie. Organizacja koncentruje swoje działania na najważniejszych zagrożeniach dla różnorodności biologicznej i ekosystemów. Kampanie prowadzone przez Greenpeace obejmują sześć głównych obszarów ochrony środowiska - ochronę lasów w tym lasów deszczowych, ochronę oceanów i mórz, ochronę przed substancjami toksycznymi, działania na rzecz klimatu, promocja odnawialnych źródeł energii oraz przeciwdziałanie rozprzestrzenianiu się organizmów modyfikowanych genetycznie w środowisku.

Biura Greenpeace znajdują się w ponad 40-stu krajach świata. Polskie biuro istnieje od 2004 r. Aby zachować swoją niezależność Greenpeace nie przyjmuje pieniędzy dotacji od rządów, partii politycznych i biznesu. Działania Greenpeace finansowane są dzięki wsparciu indywidualnych darczyńców i starannie wyselekcjonowanych fundacji.

ul. Lirowa 13

02-387 Warszawa

tel. +48 22 851 26 42

e-mail: info@greenpeace.pl

www.greenpeace.pl

An aerial photograph of an offshore wind farm. The image shows a long, straight line of white wind turbines extending into the deep blue sea. In the lower-left foreground, a red and white service vessel is moving away from the viewer, leaving a white wake. The perspective is from a high angle, looking down at the turbines and the water. The sky is clear and blue.

Morski wiatr kontra atom

Analiza porównawcza kosztów
morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej
oraz ich potencjału tworzenia miejsc pracy

Spis Treści

1. Streszczenie	3
2. Wstęp.....	7
3. Metodyka i założenia analiz porównawczych ekonomiki produkcji energii w elektrowni jądrowej i morskich farmach wiatrowych.....	11
4. Możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej do 2030 roku	18
5. Wyniki porównawczych analiz ekonomicznych dla elektrowni jądrowej i klastra morskich farm wiatrowych	27
6. Skutki socjoekonomiczne. Potencjał tworzenia miejsc pracy w morskiej energetyce wiatrowej w Polsce.....	33
7. Podsumowanie i rekomendacje.....	39

Wydanie II uzupełnione.

Warszawa, lipiec 2012

ISSN 978-83-927871-1-2

Autorzy:

KIEROWNIK MERYTORYCZNY PROJEKTU

Grzegorz Wiśniewski

Institut Energetyki Odnawialnej

Magdalena Ligus

Institut Energetyki Odnawialnej

Katarzyna Michałowska-Knap

Institut Energetyki Odnawialnej

Aleksandra Arcipowska

**Współpraca i opracowania
częstkowe:**

Maria Kamińska

Zygmunt Maciejewski

Koordinacja projektu:

Iwo Łoś

Greenpeace Polska

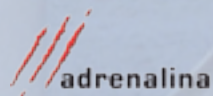
Katarzyna Ugryn

*Fundacja im. Heinricha Bölla, Biuro Regionalne Europa
Centralna, Warszawa*

Wydawca

Greenpeace Polska i Fundacja im. Heinricha Bölla

Grafika i skład:



*Agencja Reklamowa
i Public Relations ADRENALINA
www.adrenalina.com.pl*

Wydrukowano na papierze ekologicznym.

1. Streszczenie

W świetle wyników niniejszej pracy, brak odpowiedniego uwzględnienia rozwoju morskich farm wiatrowych w polityce energetycznej Polski stanowi wręcz niezrozumiałe marnowanie krajowego potencjału polskich zasobów energetycznych i niewykorzystanie bieżących możliwości gospodarczych tworzonych przez w pełni konkurencyjną technologię jaką jest morska energetyka wiatrowa.

Energetyka jądrowa oraz morska energetyka wiatrowa często traktowane są jako alternatywne technologie tworzenia nowych mocy. Takie podejście, zwłaszcza w Unii Europejskiej, motywowane jest zazwyczaj potrzebą realizacji polityki klimatycznej. Niektóre kraje, jak Wielka Brytania, rozwijają obie technologie, inne, jak Niemcy, rezygnują z energetyki jądrowej na rzecz morskiej energetyki wiatrowej. **Polska pozostaje jednym z nielicznych krajów na świecie, który nie mając doświadczeń w energetyce jądrowej i stojąc przed wyborem rozwijania obu opcji technologicznych od podstaw, zdecydował się postawić na energetykę jądrową. Jednym z najważniejszych przytaczanych argumentów za takim właśnie rozwiązaniem są koszty produkowanej energii.** Argumenty te przywołują autorzy Polskiego Programu Rozwoju Energetyki Jądrowej (PPEJ), wskazując jednocześnie na plany budowy pierwszych elektrowni jądrowych w bezpośredniej bliskości wybrzeża morskiego i elektrowni w Żarnowcu. Priorytet polityczny nadany PPEJ blokuje inne alternatywne opcje w polityce energetycznej i w praktyce zamyka możliwość rozwoju morskich farm wiatrowych w Polsce.

Praktycznym celem tej pracy jest potrzeba dokonania porównawczej analizy ekonomicznej projektu budowy i oddania do użytku w 2020 roku pierwszej elektrowni jądrowej (EJ) – na przykładzie planowanej inwestycji o założonej mocy 3 GW w Żarnowcu – z budową klastra morskich farm wiatrowych (MFW) w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej, o mocy równoważnej produkcji energii z EJ. Zdecydowano się na przeprowadzenie symulacji ekonomicznych z wykorzystaniem metod dyskontowych oraz analizę i porównanie kosztów produkowanej energii. Wybrano sprawdzony model kosztowy, opracowany i wykorzystany w ostatnim raporcie Centre for Energy and Environmental Policy Research w amerykańskim Massachusetts Institute of Technology (MIT). Dokument został wydany w 2009 roku i skupia się na ocenie i porównaniu kosztów energetyki jądrowej i innych technologii opartych na paliwach kopalnych. Autorzy niniejszego studium porównawczego podjęli próbę wpisania morskiej energetyki wiatrowej we wspomniany model,

nazywany w pracy modelem MIT i bezpośredniego porównania kosztów EJ i MFW w warunkach polskich.

Źródłowe dane ekonomiczne dotyczące elektrowni jądrowej zaczerpnięto ze studium MIT „Future of nuclear power”¹ (2009), wykorzystującego wspomniany model i koszty dla energetyki jądrowej z 2007 roku. Dane te zaktualizowano (wysokość nakładów inwestycyjnych) i niektóre z nich zweryfikowano dla warunków polskich (udział kosztów własnych inwestora w w stosunku do zaktualizowanych kosztów inwestycji bez uwzględnienia kosztów kapitału). Całkowitą wysokość nakładów inwestycyjnych (tzw. all included) na EJ budowaną w Żarnowcu oszacowano na 5 460 EUR/MW, parametry eksploatacyjne EJ, w tym np. współczynnik wykorzystania mocy na poziomie 85%, przyjęto tak jak w studium MIT. Dane kosztowe takie jak nakłady inwestycyjne i koszty eksploatacyjne dla klastra MFW lokalizowanego na wschód i zachód od Ławicy Słupskiej przyjęto na bazie dotychczasowych doświadczeń w Europie, ze szczególnym uwzględnieniem tych zdobytych przy budowie i eksploatacji farm na Bałtyku, oraz studiów prognostycznych opracowanych dla warunków europejskich. Uwzględniono krzywe uczenia się związane z efektem skali uzyskiwanym w Europie w wyniku prowadzenia polityki promocji odnawialnych źródeł energii.

W przypadku MFW wykonano niezbędne analizy wstępne obejmujące m.in. przyjęcie średniego współczynnika wykorzystania mocy MFW (do obliczenia ekwiwalentnej dla EJ wydajności energetycznej całego klastra MFW), określenie możliwości lokalizacji ekwiwalentnej mocy turbin wiatrowych oraz określenie punktów przyłączeniowych (w celu oceny kosztów dodatkowych). Najnowsze budowane obecnie na Bałtyku MFW wykazują koszty jednostkowe rzędu 3 500 EUR/kW oraz wysokie współczynniki wykorzystania mocy rzędu 45%. Nakłady inwestycyjne na przyszłe okresy (w cenach w EUR z 2011 roku), z uwzględnieniem budowy pierwszego klastra MFW w latach 2016-2020 oraz jego repoweringu w 2040 roku (konieczne założenie z uwagi na dłuższy okres eksploatacji EJ niż MFW), przyjęto na podstawie najnowszego raportu firmy Mott MacDonald², opracowanego także w celu porównania,



Foto: ©Greenpeace/ Steve Morgan

w warunkach Wielkiej Brytanii, perspektyw rozwoju różnych niskoemisyjnych technologii, w tym EJ i MFW. Opracowanie to raczej konserwatywnie ocenia przyszłe nakłady inwestycyjne MFW, ponieważ zawiąza je w stosunku do innych znanych badań. Koszty eksploatacyjne, na poziomie 18 EUR/MW, przyjęto na bazie wyników monitorowania MFW, analizowanych m.in. w raportach według firmy KPMG³.



Symulacje wykonane modelem kosztowym MIT pozwoliły na określenie zlinearyzowanych, czyli uśrednionych w całym okresie życia obu badanych inwestycji, kosztów produkcji energii z nowobudowanych EJ i klastra MFW. Model wyznacza minimalny poziom kosztów energii niezbędny do zwrotu zaangażowanego w inwestycje kapitału. Dodatkowo, w celach referencyjnych, koszty energii były liczone

metodą tzw. ekwiwalentnych przepływów rocznych (EPR), która pozwala na niwelowanie ewentualnych błędów w szacowaniu i porównywaniu kosztów energii z elektrowni o różnych okresach życia.

Przy przyjętych w pracy założeniach wyniki przeprowadzonych analiz mikroekonomicznych wskazują, że klastr MFW budowany w obecnej dekadzie pozwala na uzyskanie energii elektrycznej

w koszcie (odpowiadającym wymaganej cenie sprzedaży energii na rynku) równym 104 EUR/MWh (w EUR z 2011 r.), czyli o kilka procent niższym w stosunku do energii z EJ (110,3 EUR/MWh), przy całkowitych nakładach inwestycyjnych rzędu 14,3, czyli o kilkanaście procent niższych w stosunku do inwestycji w EJ (16,2 mld EUR). Po stronie EJ istnieje dodatkowo bardzo duże ryzyko dalszego wzrostu kosztów, natomiast po stronie MFW silne przesłanki, że cena energii będzie niższa od obliczonej. Potwierdziła ten fakt przeprowadzona analiza wrażliwości uzyskanych wyników. Na rezultaty nie wpływa nawet uwzględnienie, jedynie po stronie MFW, kosztów bilansowania energii. Dyskusja uzyskanych bezpośrednio z modelu wyników i ich zestawienie z danymi literaturowymi potwierdzają obliczony poziom kosztów energii z MFW, oraz wskazują na znaczne, około dwukrotne, zniżenie kosztów produkcji energii z EJ podanych w PPEJ, czyli 57 EUR/MWh (w EUR z 2005 r.).

Praca ma głównie charakter ekonomiczny, ale wyniki analiz kosztowych (mikroekonomicznych) zostały wzbogacone o analizy potencjałów energetycznych i skutków gospodarczych i społecznych rozwoju obu technologii, a w szczególności oceny wpływu na rynek pracy na etapie budowy pierwszych elektrowni. W analizach tych nieco więcej uwagi poświęcono mało znanemu w kraju sektorowi morskiej energetyki wiatrowej.

Jednym z celów pracy, wobec braku informacji na ten temat w oficjalnych dokumentach rządowych, jest przeanalizowanie realnego potencjału MFW na rok 2020, 2030 i dalsze lata. Polska posiada jeden z najwyższych potencjałów rynkowych morskich farm wiatrowych na Bałtyku, a obszar polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej to jeden z terenów o najlepszych warunkach wietrznych. Potwierdzono olbrzymi i realny, sięgający 35 GW potencjał techniczny MFW w Polsce i bardzo duży potencjał ekonomiczny do wykorzystania już do 2020 roku. Potencjał ten przekracza moc analizowanego klastra MFW (5,7 GW) i otwiera możliwość zwielokrotnienia mocy zainstalowanej do 2030 roku.



Foto: ©Greenpeace / Vinai Dithajohn

W efekcie realizacji pierwszego klastra MFW, już w 2020 roku zatrudnienie w sektorze morskiej energetyki wiatrowej w Polsce może przekroczyć 9 000 osób. W około 60% przypadków można uznać te miejsca pracy za trwałe. Dotyczy to zwłaszcza sektora obsługi farm wiatrowych, w którym zatrudnienie może znaleźć 1 700 osób i gdzie zapotrzebowanie na fachowy personel będzie się utrzymywało lub rosło w całym okresie eksploatacji. Również sektor produkcji urządzeń oraz instalacji ma szansę utrzymania wysokiego poziomu zatrudnienia, ze względu na możliwości eksportu towarów i usług do innych krajów rozwijających morską energetykę wiatrową. Charakteryzuje się ona zapotrzebowaniem na pracowników z bardzo różnorodnych branż, takich jak budownictwo i elektroenergetyka jednak inne grupy zawodowe mogą także liczyć na zatrudnienie w obszarze budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych, w tym w sektorze stoczniowym, z uwagi na zapotrzebowanie na różnego typu jednostki montażowe i transportowe. **Realizacja scenariusza 5 700 MW mocy zainstalowanej farm wiatrowych na Bałtyku, przy przyjętych dla celów niniejszego opracowania kosztach inwestycyjnych, oznacza, że obroty sektora morskiej energetyki wiatrowej w Polsce związane z produkcją urządzeń i ich eksploatacją wyniosą w latach 2015-2020 14,3 mld**

EUR. Przyjmując konserwatywne założenie, że tylko 25% urządzeń i usług dostarczane będzie przez krajowe firmy, Polski rynek zanotowałby obroty na poziomie 3,6 mld EUR. Dodatkowe obroty rynku serwisowania analizowanego klastra MFW w całym okresie jego funkcjonowania to około 390 mln EUR rocznie, czyli ponad milion euro dziennie.

Pod względem zatrudnienia budowę 3 000 MW elektrowni jądrowej trudno jest porównać z inwestycjami 5 700 MW morskiej energetyki wiatrowej. W szczególności, iż dostępne publikacje nie dotyczą budowy pierwszej elektrowni jądrowej w danym kraju, a statystyki i prognozy odnoszą się raczej do szeroko zakrojonych programów inwestycyjnych. Jednak na bazie dostępnych publikacji krajowych i zagranicznych wynika, że **maksymalne zatrudnienie związane z inwestycją w EJ wynieść może 7 140 osób**, z czego do 4 800 osób na etapie budowy elektrowni. Potwierdza to „Prognoza oddziaływania na środowisko Programu Polskiej Energetyki Jądrowej”, gdzie maksymalne zatrudnienie w czasie budowy oszacowano na 4 000, a w czasie eksploatacji na 2 500 osób.

Uzyskanych wyników w zakresie zatrudnienia w badanych sektorach nie można porównywać wprost, tak jak ma to miejsce w przypadku obliczonych kosztów produkcji

energii. W liberalizowanej w sposób ciągły branży energetycznej, większe ilości trwałych i dobrze płatnych miejsc pracy mogą dać tylko sektory o szybkim wzroście i produkujące energię po kosztach niższych niż cena energii na rynku konkurencyjnym. **Ponadto, o ile w morskiej energetyce wiatrowej Polska ma szansę być jednym z liderów i eksporterów technologii i usług, co w praktyce jest już potwierdzone przez szereg krajowych zakładów pracy, w tym kilka krajowych stoczni, o tyle trudno sobie wyobrazić, że w energetyce jądrowej Polska będzie kreatorem technologii i jej eksporterem.**

Analiza powyższych wyników badań wraz z przestudiowaniem dokumentów politycznych i programowych dotyczących energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej prowadzą do wniosku, że na etapie tworzenia i zatwierdzania PPEJ, morska energetyka wiatrowa nie została poddana poprawnej analizie ekonomicznej ani wzięta pod uwagę jako alternatywa dla energetyki jądrowej. **Potwierdzone w niniejszej pracy poważne zniżenie kosztów energetyki jądrowej w przyjętych wcześniej dokumentach rządowych oraz zbagatelizowanie pełnej konkurencyjności ekonomicznej MFW skutkują złyimi decyzjami gospodarczymi i mogą prowadzić do zmarnotrawienia realnej szansy, jaką dla społeczeństwa i krajowej gospodarki prezentuje morska energetyka wiatrowa.**

Niezbędna jest zatem pilna weryfikacja i krytyczna rewizja PPEJ wraz z porównaniem energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej pod kątem kosztów oraz korzyści społecznych i ekonomicznych w pełnym ujęciu systemowym. W przypadku negatywnej weryfikacji zalecane jest odejście od PPEJ. W świetle wyników niniejszej pracy, brak odpowiedniego uwzględnienia rozwoju MFW w polityce energetycznej Polski stanowi przykład wręcz niezrozumiałego marnowania potencjału polskich zasobów energetycznych i niewykorzystania bieżących możliwości gospodarczych stworzonych przez w pełni konkurencyjną technologię jaką jest morska energetyka wiatrowa.

Wyniki niniejszej pracy mogą posłużyć jako wkład w przygotowanie polskiego programu morskiej energetyki wiatrowej.

2. Wstęp

Postawiony w niniejszej pracy problem konkurencyjności energetyki jądrowej i morskiej wiatrowej nie jest tylko problemem teoretycznym. Na podstawie wielu innych prac, na przykład niemieckich i brytyjskich, oraz prowadzonych na ich podstawie polityk rządowych, można wykazać, że porównanie energetyki jądrowej z morską energetyką wiatrową, jako jej alternatywą, jest w pełni uzasadnione również w Polsce.

Koncepcja rozwoju energetyki jądrowej w Polsce pojawiła się niespodziewanie w mediach na przełomie 2008 i 2009 roku, jednak uzyskała, jak w niewielu innych obszarach polityki gospodarczej, niezwykle silne i wszechstronne poparcie polityczne. W krótkim czasie stworzono strukturę organizacyjną oraz dokumenty programowe i już w 2011 roku uchwalono ustawy umożliwiające realizację zakrojonego na olbrzymią skalę programu inwestycyjnego. Działania coraz szerzej angażujące instytucje władzy i administracji państwowej mają prowadzić do realizacji opracowanego w 2010 roku Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ), który docelowo ma zapewnić około 17 procentowy udział energii z elektrowni atomowych w bilansie produkcji energii elektrycznej po 2030 roku, a już od 2020 roku udział ten ma wynieść ponad 4%⁴. Zgłaszane są poważne wątpliwości co do założeń programu i obawy co do przyjętych harmonogramów i kosztów realizacji celu do 2020 roku. Jednak dopóki działania mają charakter organizacyjny i deklaracyjny (werbalny) trudno o „niezbite dowody” i weryfikację pełnej realności przedsięwzięcia. **Jednocześnie jednak skala programu jądrowego oraz nadany mu silny priorytet polityczny blokują inne alternatywne opcje w polityce energetycznej i w praktyce zamykają możliwość rozwoju innych strategicznych programów inwestycyjnych, w szczególności tych związanych z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.**

W pewnym uproszczeniu aktualny problem rozwoju energetyki jądrowej można sprowadzić do dwóch zasadniczych kwestii: szeroko rozumianego bezpieczeństwa jądrowego oraz kosztów. Reprezentacją tej pierwszej była katastrofa w Fukushima oraz następujące po niej przełomowe decyzje o odejściu od energetyki jądrowej w Szwajcarii, Niemczech i Włoszech. Częściowa odpowiedź na pytanie o dalsze losy nielicznych już narodowych programów (nie tylko w Unii Europejskiej) przynieść mogą prowadzone obecnie w UE tak zwane „stress testy” elektrowni jądrowych i ewentualne decyzje polityczne jako następstwa tych ustaleń. W sprawie kosztów panuje raczej powszechne przekonanie, że założone w PPEJ koszty budowy elektrowni jądrowych, w wysokości jedynie około 3-3,3 mln Euro za 1000 MW,

należy pilnie zweryfikować. Udzielenie jak najszybciej i możliwe jak najbardziej precyzyjnych odpowiedzi na pytania powstające wokół tych kwestii będzie miało kluczowe znaczenie dla krajowej energetyki i gospodarki, i powinno wpływać na decyzje związane z dalszą realizacją PPEJ. Biorąc pod uwagę, że przyjęte dokumenty, w tym polityka energetyczna, program rządowy i ustawy, w praktyce zamykają dyskusję na temat systemowych uwarunkowań i rozwiązań alternatywnych, jedyną możliwością sprawdzenia i weryfikacji przyjętych założeń, terminów i kosztów byłoby dopiero oddanie do użytku za około 10 lat pierwszej elektrowni jądrowej. Proces realizacji PPEJ wszedł w okres, w którym dysponentem informacji z etapów pośrednich jego realizacji (w szczególności kosztowych) staje się wyznaczony inwestor – Polska Grupa Energetyczna S. A. i jej spółki celowe. Firma od br. ponosi, już wliczane w koszty taryf, konkretne nakłady na przygotowanie inwestycji, które do 2016 r. mają wynieść do 5 mld zł. Interes inwestora, jego udziałowców i partnerów nie musi być sprzeczny z interesem konsumentów energii i podatników, jednak jego silna pozycja i brak publicznego dostępu do informacji w tej istotnej dla całej gospodarki kwestii, upoważnia obywateli i ekspertów do stawiania trudnych pytań. W związku ze wzrostem liczby bezpośrednich beneficjentów gromadzonych wokół inwestora i interesariuszy realizacji kolejnych etapów PPEJ, oraz zaangażowania w przedsięwzięcie autorytetu państwa (także właściciela inwestora), z uwagi na bieżące interesy istnieje ryzyko, iż program będzie kontynuowany nawet wtedy, gdy dla wtajemniczonych stanie się oczywiste, że nie ma on sensu ekonomicznego lub że sens ekonomiczny próbuje się przywrócić dodatkową pomocą publiczną, bądź, na przykład, kosztem bezpieczeństwa, w tym bezpieczeństwa jądrowego. Wiele ważnych informacji o PPEJ znajduje się bowiem poza zasięgiem opinii publicznej.

Rząd, promując PPEJ, skupił się na pozyskaniu poparcia społecznego i uruchomił kosztowną ogólnopolską kampanię informacyjną, mającą na celu nie tyle poinformowanie o specyfice energetyki jądrowej, ile przekonanie obywateli do niej, i do tego że jest bezpieczna. W tym zakresie państwo

przejmuje znaczną część kosztów, które normalnie są po stronie inwestora, jako wydatek dodatkowy w stosunku do zakupu urządzeń i budowy. Katastrofa w Fukushima jeszcze raz pokazała, że nie wolno sprowadzać problemu bezpieczeństwa elektrowni jądrowych jedynie do przekonywania społeczeństwa, ale że jest to realny i w praktyce trudny problem techniczny, a działania na rzecz jego rozwiązania oznaczają szybki wzrost i tak wysokich kosztów. **Zasadniczym zatem problemem jest realność budowy pierwszej elektrowni jądrowej z uwagi na jej koszty i niepewność ich oszacowania, na przykład jeśli chodzi o kwestie bezpieczeństwa pracy reaktorów oraz utylizacji i składowania odpadów.**

Stosunkowo łatwo jest postawić tezę, że decyzja polityczna w sprawie rozwoju energetyki jądrowej została podjęta przy zbyt nisko założonych i wyszacowanych kosztach inwestycyjnych, bez brania pod uwagę wydatków dodatkowych i bez uwzględnienia od dawna obserwowanej odwrotnej⁵ kosztowej krzywej uczenia się energetyki jądrowej. Dopiero po podjęciu stosowanych decyzji, inwestor najpierw zgodził się z tezą, że koszty mogą być wyższe nawet o 50% od podanych w PPEJ⁶, a z czasem przyznał, że kosztów elektrowni jądrowej w Polsce nie można dokładnie określić⁷. Powstały też wątpliwości co do zdolności finansowej inwestora do realizacji przedsięwzięcia, jednak nowe informacje i przesłanki związane choćby ze skutkami katastrofy w Fukushima i jej wpływem na koszty, nie stały się powodem przystąpienia do rewizji i aktualizacji założeń PPEJ. Należy jednak pamiętać, iż mowa jest o sumie rzędu 50 mld zł, którą pochłonie jedynie budowa pierwszej elektrowni jądrowej, i która może przekładać się na koszt dla konsumenta energii, jak i podatnika. Mając ten fakt na uwadze, nawet pomijając przesądzanie czy koszty energetyki jądrowej są w Polsce „niewygodną prawdą”, czy są jedynie nieznanne ogółowi społeczeństwa, czy też także bezpośrednio zainteresowanym, wydaje się oczywiste, iż podejmowanie tych zagadnień w sposób merytoryczny i ciągły jest sprawą niezwykle ważną.

Dotychczasowe, nieliczne głosy polemiczne i dyskusje publiczne w kwestiach

dotyczących ekonomicznej zasadności przedsięwzięcia, odbywały się wokół powszechnie uznanych za zaniżone w PPEJ kosztów budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce oraz dużej skali niepewności związanej z szacunkami wysokości nakładów inwestycyjnych w perspektywie 2020 roku i później. Wyjątkowo poruszane były kwestie kosztów energii produkowanej w pierwszej elektrowni jądrowej. Wśród niewielu publikacji na ten temat wypada w szczególności przywołać analizę prof. W. Mielczarskiego opublikowaną w listopadzie 2010 roku w miesięczniku „Energetyka”⁸. Bazując na przejrzystych założeniach i prostej (statycznej, bez uwzględnienia zdyskontowanych przepływów pieniężnych finansowych) metodzie, wykazał on, że koszt produkcji energii z elektrowni jądrowej wyniesie 600-650 zł/MWh i będzie niemalże dwukrotnie wyższy od kosztów energii elektrycznej z paliw kopalnych (węgiel, gaz), nawet jeżeli zostaną one obciążone kosztem zakupu uprawnień do emisji CO₂.

Niestety, pomimo rosnącego zagrożenia deficytu energii elektrycznej w Polsce i braku inwestycji w elektrownie konwencjonalne, oraz mimo problemów związanych z realizacją krajowych celów na 2020 rok w zakresie odnawialnych źródeł energii, do tej pory w dyskusji dotyczącej kosztowej zasadności budowy pierwszej elektrowni jądrowej w Polsce nie uwzględniono jako alternatywnej/referencyjnej energetyki odnawialnej. W szczególności nie wzięto pod uwagę najpoważniejszego konkurenta, jakim w okresie do 2020-2030 roku może być w całej Europie morska energetyka wiatrowa. Rząd w harmonogramie działań na rzecz PPEJ zapowiadał przeprowadzenie porównawczych analiz ekonomicznych elektrowni jądrowych i innych technologii energetycznych

w I połowie 2010 roku, ale opinia publiczna nie uzyskała żadnej informacji w tej sprawie. Autorzy programu PPEJ (zaakceptowanego w grudniu 2010 roku), podejmując próbę porównania różnych źródeł energii w systemie energetycznym, stwierdzili w założeniach: „z krzywych konkurencyjności wyłączono elektrownie wiatrowe (analizowano prawie wyłącznie lądowe – przyp. aut.), które mają z natury ograniczony czas wykorzystania pełnej mocy w systemie i nie mogą być sterowane przez operatora systemu”⁹, pozbywając się w ten sposób problemu i nie podejmując wysiłku¹⁰.

Postawiony w niniejszej pracy problem konkurencyjności energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej nie jest tylko problemem teoretycznym. Na podstawie wielu innych prac, na przykład niemieckich i brytyjskich, oraz prowadzonych na ich podstawie polityk rządowych, można wykazać, że porównanie energetyki jądrowej z morską energetyką wiatrową, jako jej alternatywą, jest w pełni uzasadnione również w Polsce. Porównanie takie jest nawet niezbędne, tym bardziej, że pierwsze inwestycje dla obu technologii miałyby być zlokalizowane na Pomorzu i korzystać częściowo z podobnych zasobów infrastrukturalnych, jak również zmagać się z podobnymi problemami. Taka wstępna dyskusja odbyła się, między innymi, w ramach prac nad programem rozwoju energetyki dla Pomorza¹¹. Pokazała, że jednoczesne analizowanie i ocenianie obu opcji technologicznych prowadzi do poważnych dylematów związanych z długookresowym rozwojem infrastruktury, a o wzajemnej ekwiwalentności, konkurencyjności tych technologii oraz wielorakich i dalekosiężnych konsekwencjach wyboru jednej z nich należy rozmawiać także z perspektywy całego kraju.

Nie jest łatwo dokonać porównania kosztów tak różnych technologii. Po pierwsze, warto zwrócić uwagę na olbrzymią dynamikę zmian, także doraźnych, w kosztach obu technologii. Nie są jeszcze znane żadne prace dotyczące pełnej analizy wzrostu kosztów energetyki jądrowej po katastrofie w Fukushima, natomiast coraz lepiej znane są koszty morskiej energetyki wiatrowej, także na podstawie pierwszych praktycznych doświadczeń na przełomie 2010 i 2011 roku, związanych z uruchomieniem i przystąpieniem do budowy kolejnych farm na Bałtyku oraz niezwykle szybkim postępem w technologii morskich elektrowni wiatrowych. Jeszcze większy problem stanowi metodyka porównawczych analiz ekonomicznych tak różnych technologii, na przykład problemów metodycznych związanych z niedyskryminującym żadnej z technologii sposobem ujęcia znacząco różnych okresów trwałości obu typów elektrowni i uwzględniania nie tylko kosztów likwidacji elektrowni jądrowej, ale też odbudowy (tzw. repoweringu) morskich farm wiatrowych o ekwiwalentnej produktywności. Podobnie niezwykle złożonym problemem jest konkurencja obu opcji technologicznych o skorzystanie (w sensie zmniejszenia niebagatelnych kosztów przyłączenia) z ogólnych (nie będących kosztami inwestora) planów operatorów rozwoju sieci przesyłowej, wykorzystania potencjału istniejących zwłaszcza w sąsiedztwie planowanych inwestycji elektrowni szczytowo-pompowych do bilansowania mocy, czy na sposobie uwzględnienia kosztów systemowych w sytuacji, gdy nie wiadomo jaki będzie miks energetyczny, model rynku energii i system za kilkadziesiąt lat. Jeżeli nawet na wstępnym etapie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, choćby z uwagi na jej niewielki udział i, jak dotychczas, nie przewyższone problemy z ich oceną na przyszłość, pomijane są koszty

systemowe, sami inwestorzy w obu typach elektrowni przyjmują diametralnie różne modele ekonomiczne i w sposób szczególnie uwzględniają różne pozycje kosztów. **Modele zazwyczaj konstruowane są z punktu widzenia inwestora i koncentrują się na przepływach pieniężnych, a nie na kosztach produkcji energii, podczas gdy właśnie te ostatnie są szczególnie ważne dla polityków, decydentów i dla zwykłych obywateli – konsumentów energii.** Problemem jest też to, że modele biznesowe zazwyczaj nie są dostępne ani dla partnerów społecznych, ani nawet dla administracji państwowej.

Autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się na dostosowanie dla morskiej energetyki wiatrowej modelu adekwatnego i opracowanego specjalnie dla energetyki jądrowej. Spośród różnych dostępnych modeli i analiz wybrano model kosztowy, wykorzystany przy uznanym oraz szeroko cytowanym, w tym przez środowiska energetyki jądrowej w Polsce, raporcie Centre for Energy and Environmental Policy Research w amerykańskim Massachusetts Institute of Technology - MIT, pod tytułem „Update on the Cost of Nuclear Power” z maja 2009 roku¹². Przy wyborze modelu kierowano się także jego dostępnością i możliwością aktywnego wykorzystania przez wszystkich zainteresowanych. Model wymagał poszerzenia analizowanego tam przypadku budowy elektrowni jądrowej o budowę, ekwiwalentnych pod względem wydajności energetycznej, morskich farm wiatrowych, oraz adaptacji danych wejściowych do warunków polskich i aktualizacji kosztów na 2011 rok, wraz z przeniesieniem ich na rok 2020 (założone przekazanie obu elektrowni w użytkowanie) i dalsze lata. Założenie o możliwości jednoczesnego uruchomienia obu typów elektrowni i uzyskania pełnej mocy w tym samym czasie (już w 2020 roku) wynika z przyczyn metodycznych (zapewnienia porównywalności wyników ekonomicznych w walucie tego samego roku), choć przynajmniej w przypadku elektrowni jądrowej tak szybka realizacja inwestycji nie jest możliwa w praktyce, co potwierdza sam inwestor. Skutkiem ww. założenia będzie zatem заниzenie obliczonych w dalszej części opracowania kosztów energii z elektrowni jądrowej, w stosunku do włączanych do systemu energetycznego stopniowo ale znacznie wcześniej, morskich farm wiatrowych.

O ile problem ekonomiki elektrowni jądrowych w Polsce został jednak podjęty i można mieć ewentualnie zastrzeżenia co do głębokości wykonanych analiz i ich obiektywizmu, to analizy ekonomiczne dotyczące budowy w Polsce morskich farm wiatrowych są nieznanie opinii publicznej. Ważne jest, aby morska energetyka wiatrowa, bazująca na olbrzymich zasobach energii wiatru na polskich obszarach morskich, nie była pomijana, nie tylko w analizach strategicznych, ale też w programach inwestycyjnych. Istotne jest także oszacowanie dla niej kosztów referencyjnych, także dla dzisiejszych inwestorów. Skala inwestycji możliwych do realizacji w morskiej energetyce wiatrowej w tym samym lub nawet krótszym okresie, co budowa pierwszych elektrowni jądrowych, jest podobna. I choć elektrownie wiatrowe będą rozbite i skupione w rękach kilku lub kilkunastu niezależnie działających inwestorów, a rola państwa w ich realizacji będzie mniejsza, to także w tym przypadku społeczeństwo powinno być informowane o kosztach. Temu także służy niniejsze opracowanie.

Wykonana analiza ma charakter mikroekonomiczny i dotyczy budowy w Polsce pierwszej elektrowni jądrowej i pierwszych morskich farm wiatrowych o ekwiwalentnej wydajności energetycznej. Warto jednak zauważyć, że obie inwestycje mają stanowić w Polsce zaczątek budowy nowych działów gospodarki. Dlatego, korzystając z faktu, że zasadnicze analizy ekonomiczne prowadzone były dla porównywalnych ze sobą przypadków, uzupełniono je dodatkowymi porównawczymi analizami związanymi z tak zwanymi efektami zewnętrznymi, a w szczególności z potencjałem tworzenia miejsc pracy.

W opracowaniu podejmowany jest zasadniczy problem, a postawiony dylemat (nawet w nieco wyostrożonej formie kosztów i korzyści komparatywnych) i jego rozstrzygnięcie ma duże znaczenie dla gospodarki, regionów, w szczególności dla Pomorza, i wszystkich obywateli. Autorzy, mając świadomość zarówno doniosłości problemu, jak i trudności metodologicznych, oraz zdając sobie sprawę, że wyniki analiz obciążone są znaczną dozą niepewności, starali się opisać możliwie szczegółowo założenia i przyjęte

modele, tak aby eksperci mogli się do nich ustosunkować i doskonaląc wykonane analizy, ale też aby poddane wcześniejszej dyskusji wyniki mogły być wykorzystane przez decydentów oraz – jako punkt odniesienia do konkretnych już analiz – przez inwestorów. Autorzy oferują także dostęp do źródłowego modelu ekonomicznego wszystkim zainteresowanym ekspertom, tak aby możliwa była jak najpełniejsza weryfikacja obliczeń.

Szczegółowe założenia do analiz, w tym dotyczące wyboru modelu ekonomicznego i danych wejściowych, opisane są w rozdziale 3. Rozdział 4 poświęcony jest szerszej analizie potencjału i kosztów morskiej energetyki wiatrowej w warunkach polskich, tak aby umożliwić jak najbardziej wiarygodne oszacowanie parametrów technicznych i ekonomicznych budowy pierwszego klastra morskich farm wiatrowych, odpowiadających skalą co najmniej pierwszej fazie wdrażania programu PPEJ (budowie pierwszej elektrowni jądrowej). Dane te podano w układzie wymaganym przez model ekonomiczny. Analogiczne dane dotyczące elektrowni jądrowych pozyskano wprost z ostatniego studium MIT opartego na tym samym modelu ekonomicznym, stąd nie było potrzeby szacowania poszczególnych pozycji kosztów od nowa. Wyniki obliczeń ekonomicznych dla obu programów inwestycyjnych, wraz z ich porównaniem i analizą, oraz oceną skutków ekonomicznych, przedstawione są w rozdziale 5. Rozdział 6 poświęcony jest analizie i ocenie skutków gospodarczych i społecznych związanych w szczególności z wpływem planowanych inwestycji energetycznych na rynek pracy. Wnioski i rekomendacje w rozdziale 7 dotyczą przede wszystkim konieczności wyeliminowania dotychczasowych zaniechań i opóźnień w zakresie programowania rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i dalszego prowadzenia badań i prac nad jej pełnym uwzględnieniem. **Uzyskane w ramach niniejszej pracy oryginalne wyniki analiz kosztowych, umożliwiające porównawczą ocenę ekonomiczną oraz dodatkową ocenę konsekwencji społeczno-gospodarczych rozwoju obu badanych technologii, stały się też bazą do formułowania wniosków rekomendacji o charakterze prawno-regulacyjnym oraz politycznym.**

3. Metodologia i założenia analiz porównawczych ekonomiki produkcji energii w elektrowni jądrowej i morskich farmach wiatrowych

Przyjęty do analiz model MIT (Massachusetts Institute of Technology) nie zakłada możliwości skorzystania z żadnego systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej.

Wprowadzenie do wyboru modeli ekonomicznych, źródeł danych oraz sposobów obliczeń

Praktycznym celem podjęcia prac nad raportem oraz przeprowadzenia porównań była potrzeba dokonania porównawczej analizy ekonomicznej budowy i oddania do użytku w 2020 roku pierwszej elektrowni jądrowej (EJ) na przykładzie planowanej inwestycji o mocy 3 GW w Żarnowcu, z budową klastra morskich farm wiatrowych (MFW) w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej o mocy równoważnej produkcji energii z EJ (więcej na ten temat w rozdziale 4), z uwzględnieniem kosztów rozbudowy sieci oraz możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury. Realizacja powyższego celu umożliwi osiągnięcie bardziej ogólnych i dodatkowych celów, w tym związanych z konsekwencjami gospodarczymi i społecznymi obu inwestycji, oraz stojących za nimi bardziej długofalowych programów inwestycyjnych. Pozwoli także zidentyfikować potencjalne konflikty w przypadku jednoczesnej realizacji obu inwestycji na Pomorzu.

Ze względu na praktyczność postawionego powyżej zasadniczego celu, przeprowadzone analizy bazowe mają charakter mikroekonomiczny (w użytych modelach uwzględniono tylko koszty „prywatne”, z wyłączeniem analizy dotyczącej tworzenia miejsc pracy) i porównawczy. Z uwagi na specyfikę kosztownych i długookresowych inwestycji, zdecydowano się na przeprowadzenie analiz z wykorzystaniem metod dyskontowych oraz na położenie nacisku na analizę kosztów produkowanej energii, gdyż jest to parametr o dużym znaczeniu dla konsumenta energii i decydenta, a nie tylko dla inwestora, bardziej zainteresowanego stopą zwrotu z inwestycji. Zasadniczym problemem metodologicznym jest brak w literaturze światowej oryginalnych, konkretnych modeli i porównawczych analiz ekonomicznych budowy pilotowych morskich farm wiatrowych oraz elektrowni jądrowych, wykonanych metodami dyskontowymi. Modele ekonomiczne morskich farm wiatrowych są pochodną modeli dla lądowych farm wiatrowych, a modele ekonomiczne elektrowni jądrowych bazują na modelach opracowanych wcześniej dla elektrowni węglowych i gazowych. Pomijając zestawienia zagregowanych i wynikowych parametrów różnych technologii energetycznych, wykonywanych zazwyczaj na potrzeby liczenia kosztów redukcji emisji CO₂, np. Komisja Europejska (2007)¹³, McKinsey (2009)¹⁴ oraz ogólne (bez szczegółowych analiz ekonomicznych) zastawienia kosztów technologii energetycznych ze szczególnym uwzględnieniem energetyki jądrowej, np. Cooper¹⁵ (2009), bardziej szczegółowe analizy kosztów dostępne są jedynie w obrębie albo energetyki odnawialnej, albo paliw kopalnych i energetyki jądrowej. Problem ten, choć znany, nie został rozwiązany nawet na etapie przygotowywania PPEJ, choć wydawał się niezbędnym elementem i uzasadnieniem do przyjęcia tego programu uchwałą rządu. Prof. A. Strupczewski, w publikacji wspierającej PPEJ¹⁶, wprost zauważa, że istnieją nierozwiązane w Polsce problemy przy próbie porównania kosztów elektrowni jądrowych i elektrowni wiatrowych (o morskich farmach wiatrowych nie wspominając), a nawet węglowych, i stawia postulat wykonania pełnego studium dla Polski. Dodatkowym problemem dla wyboru metodyki, pozyskania wiarygodnych danych i tego typu porównawczych analiz w warunkach polskich jest fakt, że nie ma dostępnych

indywidualnych, dla każdej z dwóch analizowanych w niniejszej pracy technologii, pełnych modeli ekonomicznych i wiarygodnych wyników prac badawczych. O ile można mieć wątpliwości co do wnikliwości, a czasami także obiektywizmu czy transparentności analiz ekonomicznych wykonywanych na potrzeby rozważania budowy elektrowni jądrowych w Polsce, o tyle w warunkach krajowych brakuje zweryfikowanych modeli i wyników konkretnych analiz ekonomicznych dla morskiej energetyki wiatrowej, choć szybko rośnie transparentność i jakość danych ekonomicznych pozyskiwanych na bazie znaczącego już doświadczenia inwestycyjnego i eksploatacyjnego w UE.

Wobec wielu ww. problemów autorzy niniejszego opracowania zdecydowali się na dostosowanie dla morskiej energetyki wiatrowej modelu adekwatnego i opracowanego specjalnie do energetyki jądrowej. Spośród różnych dostępnych modeli i analiz, wybrano model kosztowy, wykorzystany przy uznanym oraz szeroko cytowanym, w tym przez środowiska energetyki jądrowej w Polsce, raporcie Centre for Energy and Environmental Policy Research w amerykańskim Massachusetts Institute of Technology (MIT), pod tytułem „Update on the Cost of Nuclear Power” z maja 2009 roku¹⁷ (nazywany dalej „modelem MIT”), w którym założenia i użyte formuły zostały opisane bardzo szczegółowo. Model, bazujący na danych kosztowych z 2007 roku, rozwinięty został dla potrzeb obliczeń kosztu (USD/kWh, w USD z 2009 r.) energii z nowobudowanej w USA (w latach 2009-2013) typowej elektrowni jądrowej, oraz porównań kosztów z elektrowniami węglowymi i gazowymi.



Foto: ©Greenpeace/ Markel Redondo

W niniejszej pracy model MIT został dostosowany do warunków budowy w Polsce elektrowni jądrowej o mocy 3 GW w latach 2016-2020 oraz wykorzystany do stworzenia analogicznego modelu

obliczeń kosztów energii z klastra morskich farm wiatrowych ekwiwalentnych pod względem wydajności energetycznej, budowanych w tym samym okresie. Praca wymagała adaptacji niektórych kosztowych danych wejściowych dla elektrowni jądrowej budowanej w warunkach polskich (oraz 7 lat później w stosunku do przykładu oryginalnego) oraz ich aktualizacji ze względu na inflację i opracowania nowego zestawu danych wejściowych do obliczeń ekonomicznych klastra MFW. Potrzeba porównywania technologii energetycznych (tu EJ i MFW) o znacznie bardziej, niż w przypadku np. elektrowni jądrowej i węglowej, odbiegających od siebie modelach biznesowych, spowodowała konieczność wprowadzenia dodatkowych zmian w modelu i poszerzenia użytej w nim metody o alternatywną metodę liczenia kosztów energii. Poniżej, nie wchodząc w szczegółowy opis modeli MIT (pełny opis modelu, wraz z aktywnym arkuszem kalkulacyjnym, dostępny jest na stronie internetowej MIT⁶), zwrócono uwagę tylko na te jego uwarunkowania i generalnie przyjęte założenia, oraz dodatkowe metody obliczeń, które umożliwiły poprawne metodycznie porównanie kosztów badanych technologii i weryfikację obliczeń.

Syntetyczny opis użytego modelu ekonomicznego i przyjętego sposobu liczenia kosztów

Praktyczne wykorzystanie modelu MIT jako bazowego dla analiz porównawczych dla obu technologii wymagało szeregu założeń i hipotez. Autorzy jednak starali się możliwie nie odbiegać od oryginalnego modelu, który był przez kilka lat doskonalony i wokół którego panuje konsensus ekonomistów dokonujących porównań kosztów



energetyki jądrowej z innymi technologiami wykorzystującymi paliwa kopalne. To dodatkowe założenie – skorzystania z modelu odpowiadającego uwarunkowaniom energetyki jądrowej, ma swoje

konsekwencje, jeśli chodzi o konkurencyjność morskiej energetyki wiatrowej. Na przykład, analizy wykonywane dotychczas, nawet te najnowsze, biznesowe, obejmujące perspektywę dla MFW do 2020 roku¹⁷, zakładają skorzystanie z systemu wsparcia dla odnawialnych źródeł energii -OZE (lub systemu specjalnie skonstruowanego pod MFW), który jest uzasadniony polityką UE wobec odnawialnych źródeł energii (ich promocji) z różnych względów, nie tylko związanych z realizacją polityki klimatycznej, ale także np. polityki spójności społecznej, polityki rozwoju regionalnego itp. **Przyjęty do analiz model MIT po adaptacji jest modelem kosztowym (pomija stronę przychodową) i nie zakłada możliwości skorzystania z żadnego systemu wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej już od pierwszego roku eksploatacji, po oddaniu do użytku wstępnego etapu całej inwestycji jeszcze przed 2020 rokiem (w 2017 roku ma być włączone do sieci pierwsze 20% planowanej mocy; całość mocy z założenia ma być włączona do sieci w 2020 roku), tak aby w sposób przejrzysty można było porównać koszty technologii, sprowadzając także koszty finansowe (normalnie niższe dla OZE z uwagi na system wsparcia i wyższe dla EJ z uwagi na ryzyko) do tego samego poziomu.** Model też, z uwagi na przyjęty system dyskontowania kosztów i założone jednorazowe włączenie do sieci całej mocy elektrowni (po jej wybudowaniu, tak jak to ma miejsce w przypadku zakończenia budowy bloku elektrowni jądrowej lub węglowej), nie pozwala na proste i niedyskryminujące uwzględnianie włączania każdego roku, etapowo poszczególnych farm w ramach rozważanego klastra. O wpływie założeń ewentualnie dyskryminujących MFW oraz EJ (tu w znacznie mniejszym zakresie, z uwagi na wybrany model do analiz ekonomicznych) na wyniki będzie mowa w rozdziale 5.

Cechą wybranego modelu ekonomicznego MIT jest to, że do porównań konkurencyjności kosztowej różnych technologii energetycznych wykorzystuje koszt rozłożony (*levelized cost*¹⁹), nazywany też „zlinearyzowanym” lub potocznie „uśrednionym”. Sens „fizyczny” obliczonego kosztu rozłożonego dla każdej z analizowanych technologii energetycznych sprowadza się do ekwiwalentu kosztu w cenach stałych, w „realnej” walucie USD/kWh (po adaptacji w EUR/kWh) roku wybranego jako bazowy, jako ceny za energię elektryczną, którą należałoby pobierać przez cały okres użytkowania elektrowni, aby pokryć wszystkie koszty: nakłady inwestycyjne, operacyjne oraz finansowe (średni ważony koszt kapitału jako stopa dyskontowa – uwzględniający oprocentowanie kapitału obcego oraz oczekiwaną stopę zwrotu z kapitału własnego). Zwyczajowo ta metoda uznawana jest za najbardziej właściwą przy porównywaniu i wyborze bardziej ekonomicznych alternatywnych technologii energetycznych.

Dodatkowego komentarza wymaga sposób liczenia kosztów oraz przewidywanej ceny energii i jego wpływu na wyniki. Model MIT uwzględnia zdyskontowane na dany okres przepływy pieniężne. Jako rok bazowy przyjęto 2011, zatem model umożliwia policzenie kosztu na ten rok i w cenach w nim obowiązujących. Jest to równocześnie wartość, która podstawiona do prognozy przepływów pieniężnych spowoduje, że wartość zaktualizowana netto (NPV) inwestycji będzie równa zero. A więc szukana cena (czy też koszt, zależy z której strony spojrzeć) wynika z rozwiązania równania $NPV=0$. Przekształcenie

równania nie jest proste, bo NPV dla elektrowni jądrowej to suma zdyskontowanych przepływów w okresie trwałości założonym przez MIT na 40 lat. Tu pojawia się problem pełnej adekwatności modelu, także dla MFW, które mają krótszy okres trwałości (w dalszej części opracowania przyjęto ten okres jako równy 25 lat). Ze względu jednak na fakt, że „wiodącą”, z uwagi na wybrany model, technologią jest EJ, w przepływach finansowych uwzględniono repowering – li-

roczny w całym okresie życia elektrowni, który zawiera również nakłady inwestycyjne. EPR charakteryzuje się tym, że suma zdyskontowanych EPR daje NPV projektu, przy czym wartości EPR jest tyle, ile lat życia projektu (N). Z uwagi na fakt, że metoda ta nie jest opisana w modelu MIT, poniżej podano niezbędne zależności i krótkie objaśnienie sposobu obliczania kosztów jednostkowych energii z wykorzystaniem metody EPR.

MFW. To generalne założenie jest nieco dyskryminujące dla MFW, gdyż zazwyczaj wymagany udział kapitału własnego w przypadku EJ i koszt tego kapitału są najwyższe wśród wszystkich technologii energetycznych, a modele biznesowe elektrowni jądrowych są bardzo wrażliwe na podwyższanie ww. parametrów w strukturze finansowania (por. cytowane wcześniej opracowanie E. Coopera z 2009 roku). Zachowano też dla obu technologii stałą stopę podatku dochodowego w całym okresie ich użytkowania, w warunkach polskich – 19% (stąd przy powyższych założeniach taki sam dla obu technologii średni ważony koszt kapitału WACC wynosi 10,7%) i te same stawki amortyzacji podatkowej.

Założenia i dane wyjściowe użyte do obliczeń

Koszty elektrowni jądrowej

Źródłowe dane ekonomiczne dotyczące elektrowni jądrowej (do dalszej aktualizacji w ramach symulacji) zaczerpnięto ze studium „Future of nuclear power” (2009)²¹, zwanego dalej „studium MIT”, które w celu wyliczenia kosztu produkcji energii wykorzystuje wyżej opisany model MIT. Wyniki tego studium są bardzo dobrze i stosunkowo wnikliwie opisane oraz udokumentowane, i nawet jeśli niektóre założenia są dyskusyjne (przede wszystkim przyjęte koszty budowy przyszłych elektrowni), o czym za chwilę, to mogą służyć jako referencyjne do wprowadzania ewentualnych zmian danych wejściowych. Studium MIT podaje koszty jednostkowe (zarówno składniki nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów eksploatacyjnych oraz kosztów finansowych) w dolarach z 2007 roku. Autorzy studium MIT (pierwsza wersja raportu została wydana w 2003 roku), po analizie kilkunastu wybranych, ich zdaniem reprezentatywnych przypadków stwierdzają, że w latach 2003-2007 średnie pełne koszty budowy (tzw. overnight z udziałem kosztów własnych inwestora) elektrowni jądrowych na świecie wzrosły dwukrotnie. Jest to największy ze wszystkich technologii energetycznych skok cenowy, w którym cena za 1 kW wzrosła z 2 000 dolarów w 2002 roku do 4 000 dolarów w roku 2007, co obrazuje średnioroczny wzrost kosztów o ok. 15%, z uwzględnieniem założonej

$$NPV = \frac{EPR}{(1+k)^1} + \frac{EPR}{(1+k)^2} + \dots + \frac{EPR}{(1+k)^N} = EPR \left(\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+k)^i} \right)$$

Stąd

$$EPR = \frac{NPV}{\sum_{i=1}^N \frac{1}{(1+k)^i}} = \frac{NPV}{PVIFA(N,k)}$$

$$PVIFA(n,k) = \sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+k)^t} = \frac{1}{k} \left(1 - \frac{1}{(1+k)^n} \right)$$

kwidację klastra MFW po 25 latach (w 2040 roku) i zbudowanie na ich miejscu nowych o tej samej wydajności energetycznej ale nieco niższych kosztach i nieco wyższym współczynniku wykorzystania mocy. Przez to, łączny czas pracy MFW wydłużony został do 50 lat. Nie wchodząc w szczegóły, można w tym miejscu jeszcze raz podkreślić, że model MIT faworyzuje technologie o dłuższym okresie życia (daje proporcjonalnie nieco niższe koszty, liczone w cenach w euro na 2011 rok), czyli po uwzględnieniu repowering-u całego klastra MFW, właśnie dla niego wyznacza nieco niższy koszt energii niż dla EJ o 40 letnim okresie życia. Dlatego też w analizie wrażliwości w jednym z wariantów, wydłużono okres życia EJ do 50 lat.

Skoro metoda jest w pełni prawidłowa przy porównywaniu technologii o równym okresie trwałości (ale też np. podobnych współczynnikach wykorzystania mocy), co musi odpowiadać sytuacji, w której porównywana jest energetyka jądrowa i morska energetyka wiatrowa, wykorzystano też (w celach referencyjnych) alternatywną metodę uśredniania kosztów opartą o EPR. EPR – ekwiwalentny przepływ roczny²⁰, to uśredniony (wygładzony) przepływ

Koszt jednostkowy produkcji energii obliczany jest poprzez podzielenie EPR przez ilość MWh produkowanej energii rocznie w danej elektrowni, jednak nie jest to koszt na przyjęty do analiz 2011 rok, a przeciętny koszt w całym okresie życia każdego z dwu analizowanych projektów inwestycyjnych/technologii energetycznych. Ten sposób niweluje problem różnych okresów życia projektów (eliminuje problem metodyczny porównywania technologii o różnej trwałości), ma jednak pewną wadę – jest dość skomplikowany oraz daje większe różnice w kosztach i generalnie wyższe koszty dla różnych technologii (wyniki odbiegają od intuicyjnego rozumienia kosztów i uzyskane liczby mogą być niezrozumiałe lub źle interpretowane w odniesieniu np. do innych publikowanych wyników analiz ekonomicznych). W dalszych analizach użyto obu metod.

Dla uproszczenia, w celu zachowania porównywalności wyników oraz aby nie pogłębiać niespójności, do analiz przyjęto taką samą strukturę (50% finansowania z długu oraz 50% kapitału własnego) i koszt kapitału (8% dla kapitału dłużnego, 15% dla własnego), zarówno dla EJ jak i ekwiwalentnego w sensie wydajności energetycznej klastra

3% inflacji. Koszty te, tj. 4 000 USD/kW, zostały przez autorów cytowanego studium oprocentowane na 2009 rok (data publikacji raportu) i w cenach z tego roku użyte też do oceny kosztów produkcji energii z hipotetycznej elektrowni jądrowej o mocy 1 GW budowanej w USA w latach 2013-2016. Użyto szeregu dodatkowych założeń kosztowych i finansowych dla warunków amerykańskich, w tym (jednostki oryginalne): okres trwałości – 40 lat, okres budowy – 5 lat, współczynnik wykorzystania mocy – 85%, średni koszt paliwa (z uwzględnieniem kosztów jego unieszkodliwiania) – 0,76 USD/mmBtu, roczne realne tempo wzrostu kosztów paliwa – 0,5%, koszty operacyjne stałe – 56,44 USD/kWh*rok, koszty operacyjne zmienne – 0,42 USD/mills kWh, koszty likwidacji elektrowni (proporcjonalne do kosztów overnight elektrowni) – 700 mln dolarów, roczne realne tempo wzrostu kosztów operacyjnych – 1%, inflacja – 3%, podatki – 37%. W efekcie, w wariantcie bazowym w studium MIT uzyskano koszt produkcji energii z elektrowni jądrowej równy 8,4 centa/kWh (84 USD/MWh) w cenach z 2007 roku.

Przenosząc te koszty na grunt Polski jako dane wyjściowe do modelu ekonomicznego budowy w latach 2016-2020 elektrowni jądrowej w Polsce o mocy 3 GW (w celu obliczenia kosztu energii z elektrowni jądrowej w 2020 roku), należy już w tym miejscu zwrócić uwagę na kilka faktów. Przyjęte koszty należy uznać za niskie zarówno jak na 2009 rok, jak i z uwagi na dodatkowe koszty, jakie trzeba uwzględnić po katastrofie w Fukushima. Na przykład, cytowany już wcześniej M. Copper, na bazie analizy nakładów z nowych projektów z lat 2000-2007, zakładających budowę znacznie większej liczby elektrowni jądrowych, głównie w USA, wydanej niemal w tym samym czasie co studium MIT, podał zakres kosztów w granicach 3 000-11 000 USD/kW, czyli średnio powyżej 6 000 USD/kW (w USD z 2008 r.), co daje koszty aż o około 50% wyższe, niż przyjęto w studium MIT. Późniejsze, jednak datowane przed marcową katastrofą jądrową w Fukushima, opracowania różnych autorów zazwyczaj także podają znacznie wyższe koszty. Drugim czynnikiem, o którym warto pamiętać bazując na studium MIT jako źródle kosztów dla analiz planowanych inwestycji w Polsce, jest konieczność ich rewizji po katastrofie w Fukushima. Do tej pory pojawiło się wiele opracowań publicystycznych na temat skali oczekiwanego wzrostu kosztów z tego powodu w najbliższych latach, jednak opublikowano bardzo mało poważniejszych analiz statystycznych i analiz trendów. Wspomniany wcześniej M. Cooper²², w innej pracy opublikowanej po katastrofie w Fukushima, poddał analizie statystycznej skutki, jakie spowodowały wcześniejsze katastrofy jądrowe podobnych rozmiarów we Three Mile Island (1979) i w Czarnobylu (1986). Wyciągnął wnioski, że w ciągu zaledwie kilku lat po katastrofach, koszty budowy EJ wzrosły odpowiednio o 95% i 89%, średnio stały się o około 90% wyższe, co więcej, podobnych ruchów cen na nowobudowane EJ należy się także spodziewać po ostatniej katastrofie w Fukushima. Trzecia uwaga dotyczy już bezpośredniego przenoszenia kosztów z warunków amerykańskich do Polski. W ramach podanych w studium MIT kosztów 4 000 USD/kW (tzw. all included), znajdują się koszty EPC (zakupu technologii) oraz „koszty inwestora”. Studium MIT zakłada standardowy jak na warunki amerykańskie, ale raczej niski udział kosztów własnych inwestora rzędu 20%. Oznacza to, że same koszty EPC w studium MIT wynoszą 3 200 USD/kW (około 2 800 EUR/

kW). Literatura, np. cytowana wcześniej praca prof. Mielczarskiego, podaje możliwy poziom kosztów własnych nawet powyżej 50%, ale szczególnie przy budowie w Polsce pierwszej w historii kraju elektrowni jądrowej, wydatki po stronie inwestora powinny wzrosnąć do minimum 30-40%.



Foto: ©Greenpeace / Nicolas Foju

Podobne uwagi można by sformułować przy przenoszeniu ze studium MIT do Polski kosztów operacyjnych, które z co najmniej kilku powodów (koszty zaopatrzenia w paliwo, koszty utylizacji zużytego paliwa w warunkach bardziej restrykcyjnego prawa UE, koszty zrzutu wody z chłodzenia reaktorów jako tzw. termiczne zanieczyszczenie środowiska nieznane w prawie amerykańskim itp.) powinny być wyższe. Jednakże z uwagi na mniejszą wrażliwość modelu ekonomicznego EJ na zmianę kosztów eksploatacyjnych (więcej na ten temat w rozdziale 5) i chcąc zmniejszyć ilość zmian i zachować możliwość porównania wyników także pomiędzy EJ budowanymi w Polsce i USA, zdecydowano się na dokonanie zmian tylko w odniesieniu do wysokości nakładów inwestycyjnych. Do analiz przyjęto, że koszty te dla Polski zostaną zwiększone o 80% w stosunku do kosztów EPC ze studium MIT, a koszty inwestora z 20% do 30%. Poza tym przyjęto, że analizy będą prowadzone w euro, przy stałym przeliczniku 1 USD=0,7 EUR. Ostatecznie, uwzględniając powyższe dodatkowe składniki kosztów, przyjęto dla Polski pełne koszty inwestycyjne (tak jak zakłada studium MIT; z przyłączeniem do sieci, ale bez kosztów wyprowadzenia mocy) na 5 460 EUR/kW (w EUR z 2007 roku,



Foto: ©Greenpeace/ Zenit /Paul Langrock

bazowym dla studium MIT) oraz odpowiednio 6 145 EUR z 2011 roku. Zastosowane w niniejszym opracowaniu podejście bazuje na ewentualnych uzasadnionych zmianach w strukturze kosztów podanych w studium MIT, a nie na „importie” kosztów całkowitych z innych źródeł, ale dla porównania można podać, że powyższa wartość jest zbliżona np. do oceny nakładów inwestycyjnych agencji ratingowej Moody’s, która w analizach kosztów przyjmowała do tej pory całkowitą wysokość kosztów budowy elektrowni jądrowych na 5400 EUR/kW²³.

Pozostałe parametry do symulacji kosztów i analiz ekonomicznych dla pierwszej w Polsce elektrowni jądrowej o założonej mocy 3 GW, planowanej do realizacji w Żarnowcu, przyjęto według studium MIT (za wyjątkiem kosztów podatkowych, które dla warunków polskich założono jako stałe w wysokości 19%). W dalszej części rozdziału zostaną one zestawione z przyjętymi do analiz kosztami MFW. Wskazanie (wybór) konkretnej lokalizacji ma w niniejszym opracowaniu znaczenie choćby dlatego, że przy ocenie kosztów budowy klastra MFW (o czym poniżej) uwzględniono także różnice w kosztach przyłączenia do sieci EJ i MFW w konkretnych lokalizacjach oraz z uwagi na analizy związane z wyprowadzeniem mocy z obu typów elektrowni.

Koszty klastra morskich farm wiatrowych (MFW)

Dane kosztowe nakładów inwestycyjnych i operacyjnych dotyczących klastra MFW lokalizowanych²⁴ na wschód i zachód od Ławicy Słupskiej, o ekwiwalentnej do planowanej elektrowni jądrowej Żarnowiec produktywności i odpowiadającej im mocy zainstalowanej, przyjęto na bazie dotychczasowych doświadczeń w Europie, ze szczególnym uwzględnieniem pierwszych praktycznych doświadczeń z budową i eksploatacją farm na Bałtyku oraz studiów progностycznych opracowanych dla warunków europejskich, uwzględniających także krzywe uczenia się związane z efektem skali uzyskiwanym w Europie, w wyniku polityki promocji odnawialnych źródeł energii. Koszty te zostały szczegółowo przedstawione, poddane analizie i opatrzone komentarzem w rozdziale 3.

Oszacowanie konkretnych pozycji kosztów MFW, wymaganych jako dane wyjściowe do modelu MIT, wymagało skorzystania z kilku najbardziej wiarygodnych źródeł i kilku analiz wstępnych. Analizy wstępne obejmujące m.in.: przyjęcie średniego współczynnika wykorzystania mocy MFW (do obliczenia ekwiwalentnej dla EJ wydajności energetycznej całego klastra MFW), określenie możliwości lokalizacji

ekwiwalentnej mocy turbin wiatrowych w otoczeniu Ławicy Słupskiej poza obszarami chronionymi i przy uwzględnieniu szeregu ograniczeń (wpływających na podniesienie kosztów) oraz określenie punktów (węzłów) przyłączeniowych (w celu oceny kosztów dodatkowych) wymagały w zasadzie wykonania wstępnego projektu budowy klastra farm wiatrowych i przyjęcia bardzo konkretnych założeń.

Koszty eksploatacyjne przyjęto na bazie wyników szczegółowego monitorowania MFW, zwłaszcza zlokalizowanych na Bałtyku, szczegółowo analizowanych m.in. w raportach według firmy KPMG²⁵. Najnowsze, budowane obecnie na Bałtyku, niewielkie jeszcze MFW mają koszty jednostkowe rzędu 3 500 EUR/kW. Nakłady inwestycyjne na przyszłe okresy (w cenach EUR z 2011 roku), z uwzględnieniem budowy pierwszego klastra MFW w latach 2016-2020 oraz jego repoweringu w 2040 roku, przyjęto na podstawie najnowszego raportu firmy Mott-MacDonald²⁶, wykonanego dla rządu Wielkiej Brytanii. Opracowanie to porównuje trendy kosztów budowy różnych niskoemisyjnych lub bezemisyjnych źródeł energii i jeśli chodzi o MFW, to raczej konserwatywnie ocenia przyszłe nakłady inwestycyjne (zawyża je w stosunku do innych znanych opracowań, np. Europejskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej - EWEA). Bazując np. na tych danych kosztowych, rządowa Komisja ds. Zmian Klimatu (CCC) nie zarekomendowała zwiększenia tempa rozwoju MFW w Wielkiej Brytanii.

Najważniejsze z założeń projektowych przyjętych do obliczeń ekonomicznych, wynikających z szerszych analiz przedstawionych w rozdziale 3 to:

- współczynnik wydajności mocy (dla wybranej lokalizacji i przyjętego typu oraz wielkości turbin wiatrowych) – 45% w okresie do 2045 roku i 50% po repoweringu od 2046 roku;
- ekwiwalentna (dla EJ 3 GW) moc klastra MFW – 5,7 GW;
- okres budowy – od 2016 do 2020 roku;
- trwałość instalacji – 25 lat;
- nakłady inwestycyjne na 2020 rok – 2 510

EUR/kW (EUR z 2007 r). Zgodnie z analizami w rozdziale 4, w danych wejściowych do modelu MIT powyższe nakłady podwyższono o dodatkowy (w stosunku do EJ) koszt inwestycyjny związany z przyłączeniem farmy do lądu w dwóch węzłach, obejmujący rozbudowę głównego punktu przyłączeniowego, tzw. GPZ na lądzie, budowę stacji Lubiatowo i rozbudowę stacji Słupsk w łącznej wartości 25 mln zł (dodatkowo 1,1 EUR/kW);

- nakłady inwestycyjne na 2040 rok – 1 802 EUR/kW (EUR z 2010 r.); bezpośrednio według Mott-MacDonalda wynoszą one 2002 EUR /kW, (wartość w EUR z 2010 r.) ale w praktyce obliczeń zostały one proporcjonalnie obniżone do ww. wartości, co uwzględnia założone po repoweringu zwiększenie współczynnika wykorzystania mocy MFW z 45% do 50%;
- średnie koszty eksploatacyjne w okresie do 2045 roku – 18 EUR/MWh;
- średnie koszty eksploatacyjne w okresie po repoweringu, od 2046 roku – 13 EUR/MWh.

Pozostałe, niezbędne do analiz ekonomicznych dane finansowe i podatkowe w tym 15-letni program amortyzacji podatkowej),

przyjęto jak w analogicznych obliczeniach dla EJ. Za konserwatywne dla MFW należy uznać wskaźnik przyrostowych wydatków kapitałowych (ang. incremental capital costs), przyjęty według analogicznego wskaźnika kosztów overnight, jaki MIT przyjął dla EJ, w celu uproszczenia liczenia amortyzacji i kosztów podatkowych przy odnawianiu parku maszynowego (aktywa trwałe). Wskaźniki te dla MFW są znacznie niższe, ale z powodu trudności w ich precyzyjnym ustaleniu przyjęto je w identycznej wysokości jak dla EJ.

Zastawienie danych wyjściowych do porównawczych analiz ekonomicznych

W tabeli 3.1 przedstawiono zestawienie kosztów i danych wyjściowych do modelu ekonomicznego obliczeń kosztów energii elektrycznej z pierwszej, budowanej w Polsce w tym samym okresie (2016-2020), elektrowni jądrowej o mocy 3 GW i elektrowni w postaci klastra morskich farm wiatrowych o mocy 5,7 GW w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Bałtyku o rocznej wydajności energetycznej 22 338 GWh/rok każda. Starsze dane kosztowe przeliczono (oprotentowano) z wyjściowych w EUR z 2007 (lub EUR z 2010 r.) na EUR z 2011 roku.

Tabela 3.1 Zestawienie danych wyjściowych do modelu analiz ekonomicznych dla EJ i MFW

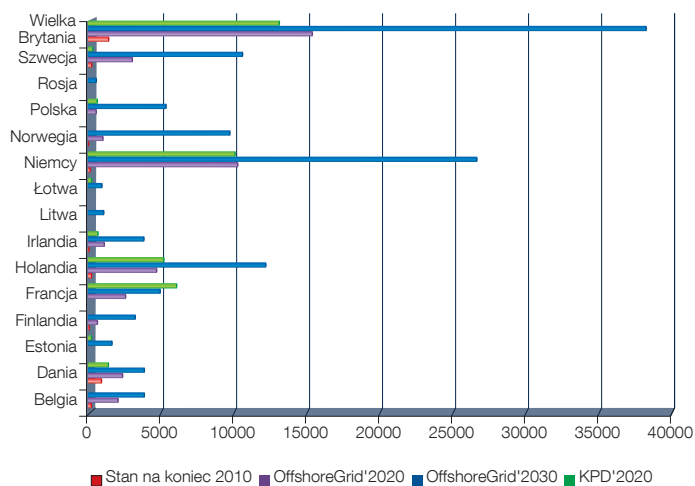
Dane wyjściowe do modelu	Jednostka	EJ	MFW
Moc	MW	3 000	5 700
Współczynnik wykorzystania mocy		85%	45%
Koszt nakładów overnight – 2016-2020	EUR/kW	6 145	2 586
Koszt nakładów overnight – 2045	EUR/kW		2 062
Przyrostowe wydatki kapitałowe	EUR/kW/rok	6 145,00	25,86
Koszty operacyjne stałe	EUR/kW/rok	46,275	-
Koszty operacyjne zmienne	EURmills/kWh	0,349	18
Koszt paliwa	EUR/mmBtu	0,54	-
Oplata za odpady	EUR/kWh	0,0007	-
Koszt likwidacji	EUR milion	3 226	206
Okres trwałości	lata	40	25x2
Stopa inflacji		3,0%	3,0%
Realna stopa wzrostu kosztów operacyjnych		1,0%	1,0%
Realna stopa wzrostu kosztów paliwa		0,5%	
Stopa podatku dochodowego		19%	19%
Udział finansowania kapitałem dłużnym		50%	50%
Koszt kapitału dłużnego		8%	8%
Koszt kapitału własnego		15%	15%
WACC (średni ważony koszt kapitału)		10,7%	10,7%
Harmonogram 5-letnich nakładów na budowę	2016	10%	20%
	2017	25%	20%
	2018	31%	20%
	2019	25%	20%
	2020	10%	20%

4. Możliwości rozwoju morskiej energetyki wiatrowej do 2030 roku

Polska posiada jeden z największych potencjałów rynkowych morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Jak wskazują m.in. obliczenia wykonane przez Uniwersytet w Oldenburgu obszar polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej to zarazem jeden z obszarów o najlepszych warunkach wietrznych na Bałtyku.

W niniejszym rozdziale przedstawiono praktyczne uwarunkowania lokalizacji budowy w Polsce pierwszego klastra morskich farm wiatrowych (MFW) na tle ogólnych możliwości i potencjału rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w naszym kraju. Przeprowadzone poniżej analizy mają na celu ocenę i określenie wielkości dostępnych zasobów możliwych do wykorzystania w Polsce w okresie do 2020 roku do 2030 roku i dalej, oraz oszacowanie kosztów budowy MFW wraz z oceną uwarunkowań infrastrukturalnych i kosztów przyłączenia do sieci oraz kosztów eksploatacyjnych. Analizy oparto na doświadczeniach zagranicznych (głównie europejskich, w tym w szczególności z regionu Morza Bałtyckiego i Północnego) związanych z budową i eksploatacją oraz informacjach o stanie infrastruktury sieciowej na polskim wybrzeżu.

Kraje Europy Północnej przodują obecnie w rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Pod koniec 2010 roku na Morzu Północnym i Bałtyku zainstalowanych było 2 946 MW farm wiatrowych. Najwięcej z nich działało w Wielkiej Brytanii (13 farm o łącznej mocy 1 341 MW) oraz Danii (12 farm o łącznej mocy 854 MW). Ocenia się, że w fazie realizacji jest obecnie 3 500 MW farm wiatrowych, a 19 000 MW znajduje się w zaawansowanej fazie realizacji²⁷.

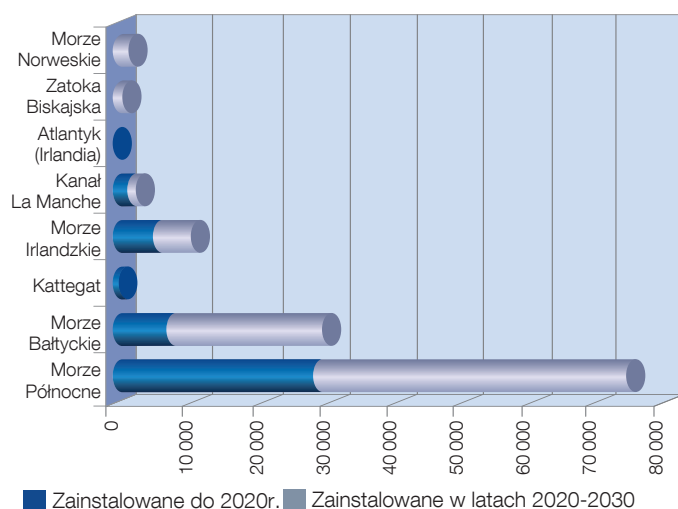


Rys. 4.1 Stan obecny i perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Europie Północnej²⁸ (źródło: EWEA, OffshoreGrid, KPD przesłane do KE wg. stanu na 2011).

Według danych zebranych w ramach projektu OffshoreGrid²⁹, w północnej Europie istnieje obecnie ponad 350 koncepcji projektów wiatrowych na morzu, o łącznej mocy ponad 170 GW, z czego ponad 40 GW może zostać zrealizowanych do około 2020 roku. W dłuższej perspektywie (2030 rok), w północnej Europie może zostać zrealizowane 115 GW morskich farm wiatrowych. Ambicje te znalazły odzwierciedlenie w Krajowych Planach Działania (KPD) w zakresie energii ze źródeł odnawialnych, przesłanych przez kraje UE do Komisji Europejskiej w roku 2010. Według zamieszczonych w nich scenariuszy, do roku 2020 kraje Europy północnej (rys. 4.1) zakładają instalację farm wiatrowych na morzu o mocy 37 174 MW. Najwięcej z nich (12 990 MW) miałyby zostać uruchomionych w Wielkiej Brytanii, Niemczech (10 000 MW) i Francji (6 000 MW). Także Polska umieściła w Krajowym Planie Działania 500 MW morskich farm wiatrowych.

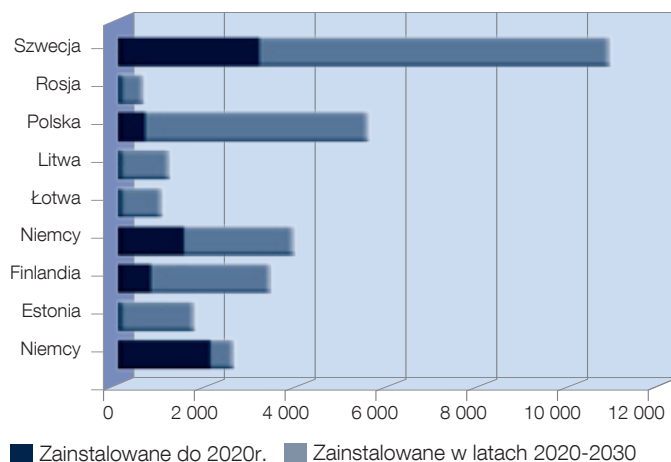
Perspektywy rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na Morzu Bałtyckim

Rozwój morskiej energetyki wiatrowej koncentruje się obecnie na Morzu Północnym. Analizy rynkowe wskazują, że o ile utrzyma się obecny trend, to do roku 2020 na Bałtyku farmy wiatrowe powstawać będą głównie w krajach obecnie już rozwijających na tym akwenie energetykę wiatrową (Niemcy, Dania). Dopiero w latach 2020-2030 nastąpi intensyfikacja rozwoju rynku w tym regionie, także w krajach dotąd mniej zaawansowanych w przygotowywaniu projektów morskich farm wiatrowych.



Rys.4.2 Moce zainstalowane (MW) na wybranych akwenach europejskich do roku 2030 – scenariusz projektu OffshoreGrid.

Polska posiada jeden z największych potencjałów rynkowych morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Jednakże, ze względu na słabe zaawansowanie w zakresie tworzenia regulacji prawnych i systemu wsparcia dla tego typu energetyki, obecne prognozy przewidują, że potencjał ten nie zostanie wykorzystany na większą skalę przed 2020 rokiem.



Rys. 4.3 Scenariusz instalacji farm wiatrowych (w MW) na Bałtyku do roku 2030, projekt OffshoreGrid.



Rys. 4.4 Potencjalne lokalizacje morskich farm wiatrowych na Bałtyku, scenariusz długoterminowy projektu OffshoreGrid.



Rys. 4.5 Planowane niemieckie farmy wiatrowe na Bałtyku, źródło: 50Hertz. Projekt Baltic 2 oznaczony został jako nr 5, EnBW Kriegers Flak.

Istniejące obecnie koncepcje projektów pozwalają przypuszczać, że do roku 2030 (rys. 4.4) projekty wiatrowe na Bałtyku mogłyby osiągnąć łączną moc ponad 28000 MW i zostać zrealizowane wzdłuż całych wybrzeży, poczynając od Cieśnin Duńskich po Zatokę Fińską.

Obecnie największa działająca farma wiatrowa na Bałtyku to duński projekt Rødsand II (207 MW), oddany jesienią 2010 roku. W roku 2011 ukończono pierwszą fazę niemieckiego projektu Baltic (Baltic 1) należącego do EnBW, o mocy 48,3 MW. Kolejna faza projektu, określana jako Baltic 2 (d. Kriegers Flak) będzie miała moc 288 MW, a jej oddanie do użytku planowane jest na rok 2013. Zgodnie z danymi operatora systemu przesyłowego 50Hertz, umowy przyłączeniowe posiadało w roku 2010 czternaście niemieckich farm wiatrowych na Bałtyku, o łącznej mocy 3 500 MW.

Możliwości realizacji inwestycji wiatrowej na morzu w Polsce

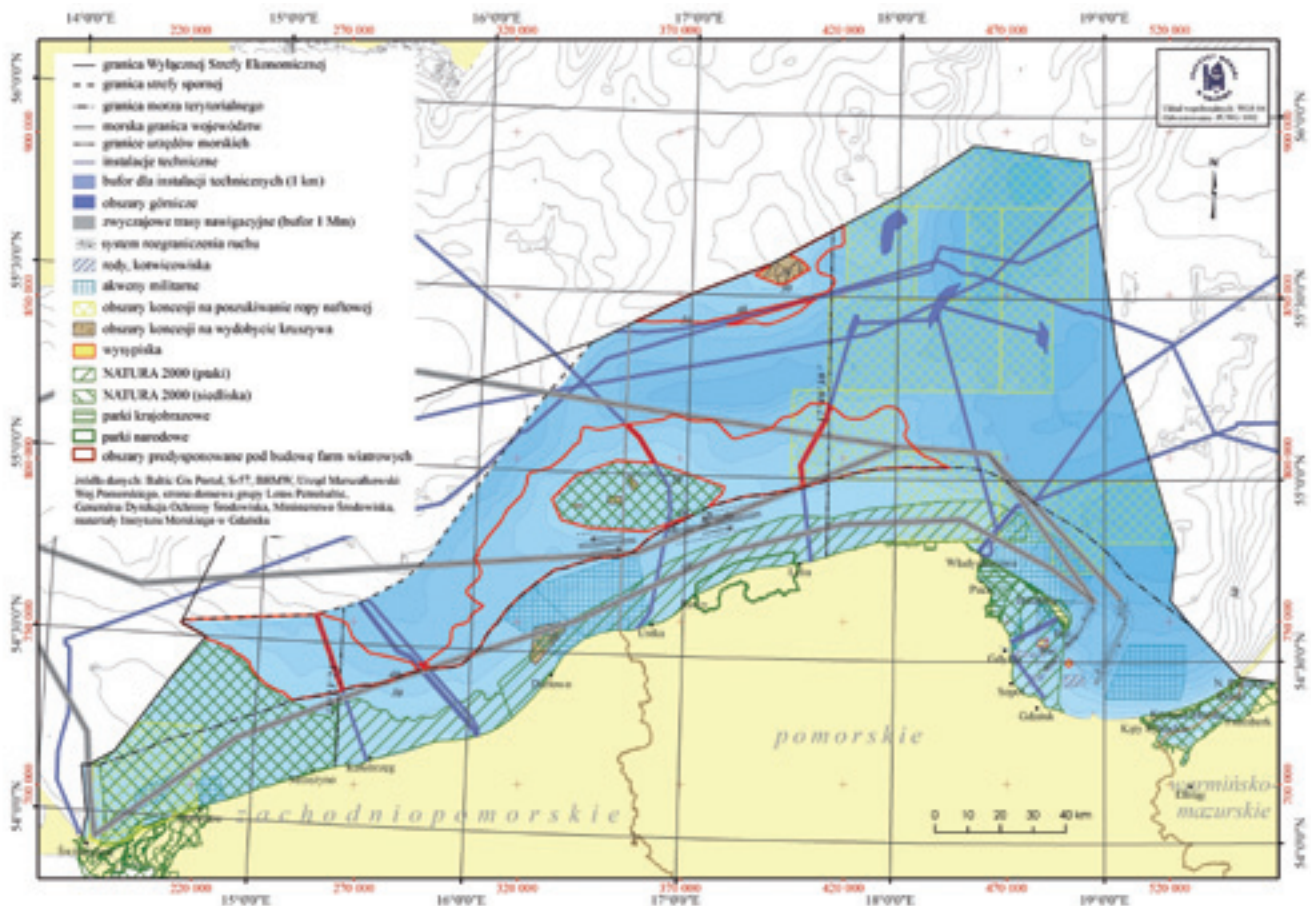
Polska, ze względu na długość linii brzegowej oraz znaczący obszar morza terytorialnego i wyłącznej strefy ekonomicznej, posiada jeden z najbardziej znaczących potencjałów technicznych morskiej energetyki wiatrowej na Bałtyku. Potencjał ten jest jednakże znacznie ograniczony poprzez uwarunkowania środowiskowe oraz intensywne użytkowanie przestrzeni morskiej na inne cele gospodarcze. Brak jest obecnie kompleksowego planu zagospodarowania dla polskich obszarów morskich. Trwają prace nad przygotowaniem planów pilotażowych, w których uwzględnione zostaną również zagadnienia morskiej energetyki wiatrowej. Instytut Morski w Gdańsku podjął próbę zidentyfikowania obszarów, które mogłyby być wykorzystane na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej. W szczególności wykluczono obszary:

- zwyczajowych szlaków morskich i możliwych utrudnień nawigacyjnych,
- wykorzystywane na cele militarne,
- podlegające ochronie obszarowej ze względów środowiskowych (ochrona brzegów, NATURA 2000³⁰),
- wykorzystywane na cele rybołówstwa.

W warunkach polskich oznacza to w praktyce konieczność budowy farm wiatrowych poza morzem terytorialnym (w wyłącznej strefie ekonomicznej). Założenie realizacji farm wiatrowych na morzu poza obszarem NATURA2000 powoduje, że wykluczone zostaną obszary do izobaty 20m oraz Ławica Słupska. Większość obszarów możliwej lokalizacji farm wiatrowych zlokalizowana jest w sąsiedztwie Ławicy Słupskiej oraz na Ławicy Środkowej (rys. 4.6).

Całkowita powierzchnia obszarów, na których można zlokalizować morskie farmy wiatrowe, została przez Instytut Morski określona jako 3 590 km², co odpowiada potencjałowi technicznemu rzędu 35 GW. Uwzględniając jednakże uwarunkowania ekonomiczne (np. odległość od lądu), należy ograniczyć go obecnie do około 20 GW. Lokalizacje na Ławicy Środkowej, jako odległe od lądu o ponad 80 km, mogą zostać wykorzystane dopiero w dalszej perspektywie.

W nawiązaniu do prac Instytutu morskiego, konsorcjum prywatnych firm³¹ sformuowało pierwszą wizję rozwoju morskiej sieci



Rys. 4.6 Możliwe lokalizacje farm wiatrowych na morzu w Polsce, źródło: Instytut Morski w Gdańsku³².

elektroenergetycznej, służącej przyłączeniu przyszłych farm wiatrowych. Zidentyfikowano, po wstępnych konsultacjach z organami ochrony środowiska i gospodarki przestrzennej, 3 możliwe punkty wyprowadzenia na ląd morskich kabli energetycznych, położone w rejonie miejscowości:

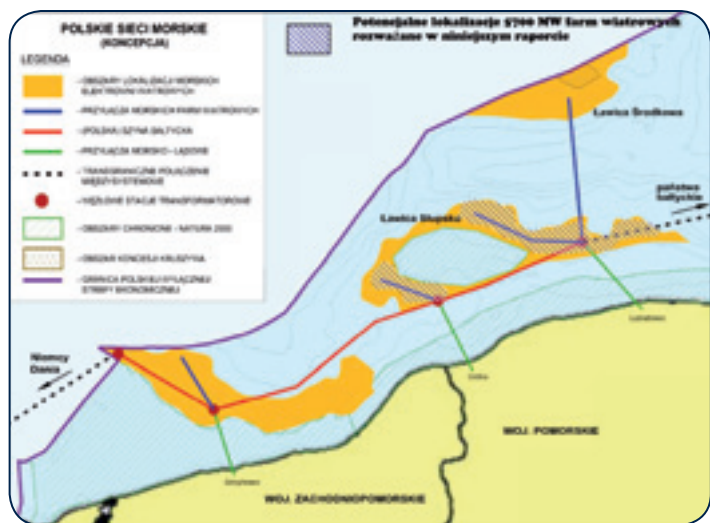
- a. Lubiawo, gm. Choczewo, pow. wejherowski, woj. pomorskie;**
- b. Ustka, gm. Ustka, pow. słupski, woj. pomorskie;**
- c. Grzybowo, gm. Kołobrzeg, pow. kołobrzegi, woj. zachodniopomorskie.**

Wskazane lokalizacje charakteryzują się korzystnymi warunkami hydrogeologicznymi, brakiem znaczących przeciwwskazań związanych z występowaniem terenów objętych ochroną przyrody oraz korzystnym położeniem względem farm wiatrowych projektowanych na obszarach morskich.

Dla celów niniejszego opracowania przyjęto, że farmy wiatrowe o mocy 5 700 MW zlokalizowane zostaną w sąsiedztwie Ławicy Słupskiej (rys. 4.7), w odległości 40-50 km od lądu. Głębokość morza w tym rejonie wynosi 20-40 m. Bazując na koncepcji Polskich Sieci Morskich (PSM)³³ założono, że kable podmorskie zostaną wyprowadzone na ląd w Ustce i Lubiawie. Jak wskazują pierwsze opracowania, powinno to pozwolić na uniknięcie dalszych konfliktów przestrzennych związanych z trasą przebiegu kabla.

Rozwój technologii morskiej energetyki wiatrowej

Do 2010 roku rozwój projektów morskich farm wiatrowych koncentrował się na stosunkowo małych głębokościach (do 20 m) oraz obszarach bliskich lądu (do 20 km). Stały rozwój technologii oraz rosnące doświadczenie firm inwestujących w sektor energetyki wiatrowej powoduje jednak, że morskie farmy wiatrowe mogą być lokalizowane na obszarach coraz bardziej odległych od lądu i na coraz głębszych wodach. Dla projektów farm wiatrowych, realizowanych w roku 2010, przeciętna głębokość morza wynosiła 174 m, a odległość od lądu 27,1 km, podczas gdy w roku 2009 było to odpowiednio 12 m i 14,4 km. Kolejne projekty przesuwają się jeszcze dalej – dla farm znajdujących się obecnie w fazie konstrukcji, odległość od lądu wynosi przeciętnie 35,7 km, a głębokość morza 25,5 m. Przewiduje się, że do roku 2030 standardem będzie lokalizacja farm wiatrowych



Rys. 4.7 Wizja rozwoju morskich sieci elektroenergetycznych (źródło: Polskie Sieci Morskie, 2010). Zaznaczono potencjalne lokalizacje 5 700 MW turbin wiatrowych rozważanych w niniejszym raporcie.

na morzach o głębokości 60 m i w odległości 60 km od lądu. Istnieją też perspektywy zagospodarowania obszarów bardziej odległych (powyżej 60km), o czym świadczą mogą projekty niemieckie oraz brytyjskie (Round 3). Powiększa się także skala projektów – w 2010 roku średnia moc morskiej farmy wiatrowej wynosiła 155 MW (72 MW w roku 2009) i oczekuje się, że ich moce będą wzrastać. W sprzyjających warunkach wielkie, kilku- lub kilkunasto gigawatowe projekty stworzą superwęzeł (tzw. supernode) i umożliwią przesył energii elektrycznej do odbiorców z różnych krajów. Obiekty zlokalizowane na wodach o znacznej głębokości (ponad 60 m) będą prawdopodobnie wykorzystywać technologie platform pływających, które na większą skalę pojawiają się po 2020 roku. Najnowsze koncepcje, rozważane zwłaszcza na morzu Północnym, próbują połączyć realizację projektów na wodach głębokich oraz w dużej odległości od lądu (tzw. far deep offshore)³⁴. Obecnie jednak większość deweloperów rozważających koncepcje na wodach głębokich, lokalizuje je bliżej wybrzeża, a odsuwając projekt na większą odległość poszukuje raczej lokalizacji płytszych.

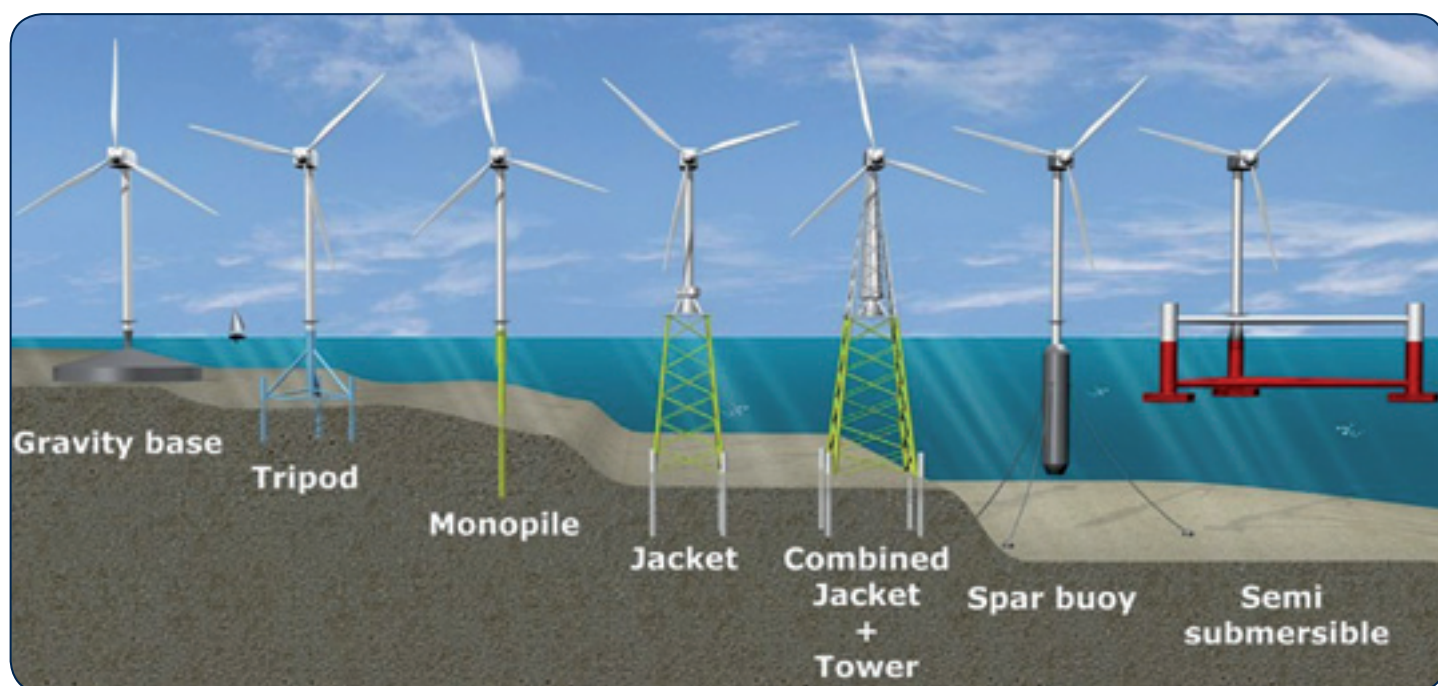
Obecnie na rynku morskich turbin wiatrowych działa 6 głównych dostawców (Siemens, Vestas, Repower, BARD, Multibrid i GE), jednakże 91% zainstalowanych urządzeń to produkty dostarczone przez Vestas i Siemens. Oferowane przez nich turbiny są w większości adaptacją konstrukcji lądowych. Warunki morskie pozwalają na swobodniejsze traktowanie niektórych kwestii, takich jak estetyka turbiny czy normy emisji hałasu, jednakże tworzą nowe wyzwania dla konstruktorów, zwłaszcza w zakresie ochrony przed korozją i niezawodności. Przeciętna moc zainstalowana turbiny wiatrowej na morzu wynosiła w 2010 roku 3,2 MW – standardem technologicznym są obecnie turbiny o mocy 3-3,6 MW. Większość producentów pracuje nad większymi maszynami, o mocach 5-7 MW, które zostaną wprowadzone na rynek około 2014-2015 roku. Kolejne wprowadzane na rynek turbiny

charakteryzują się coraz większymi wirnikami – dostępne są już turbiny o średnicy wirnika około 120 m, jednakże zapowiadane są także modele o wirnikach osiagających 150-160 m. Oczekuje się, że spowoduje to znaczący przyrost produktywności elektrowni wiatrowych, o 10-20% w stosunku do obecnie dostępnych technologii.

Jeśli chodzi o fundamenty elektrowni wiatrowych zdecydowana większość rozwiązań bazuje na technologii monopile. Jednakże im dalej farmy wiatrowe przesuwają się będą w głąb morza na większe głębokości, tym fundamenty będą wymagać większych udoskonalień, najprawdopodobniej w kierunku konstrukcji typu jacket. Kolejne fazy rozwoju obejmują opracowanie technologii pływających platform, które będą sytuowane na wodach bardzo głębokich.

Dużym wyzwaniem jest opracowanie technologii transportu wyposażenia farm wiatrowych na miejsce instalacji z różnych miejsc Europy. Jest to skomplikowany proces logistyczny, który wymaga dużych jednostek transportowych oraz portów przeładunkowych. Oprócz bezpiecznego transportu turbin, problemem jest instalacja w miejscu ich przeznaczenia. Doświadczenie nabyte w innych gałęziach przemysłu pozwala stwierdzić, że zdecydowaną redukcję kosztów uzyskać można poprzez zmniejszenie czasu pracy w warunkach morskich oraz maksymalizację zakresu prac na lądzie. W związku z tym rodzi się potrzeba stworzenia odpowiednio dużych powierzchni w portach, w których przygotowywano by kompletne komponenty elektrowni wiatrowych gotowe do montażu, a także zaadoptowanie bądź wyprodukowanie jednostek pływających przystosowanych do transportu i montażu elektrowni w miejscu ich przeznaczenia w zmiennych warunkach pogodowych.

Kolejnym istotnym aspektem, z punktu widzenia rozwoju sieci morskich, jest infrastruktura przesyłu energii elektrycznej, do której zalicza się całe wyposażenie i okablowanie służące podłączeniu



Rys. 4.8 Sposoby zakotwiczenia elektrowni wiatrowych na dnie morskim w zależności od głębokości. Źródło: Carbon Trust³⁵.

turbiny wiatrowej do sieci. Produkcja i instalacja okablowania należą do kosztownych, ale lepsza jakość podłączenia morskich farm wiatrowych do sieci, jak i lepiej dostosowane do warunków morskich okablowanie, skutkować będą obniżeniem kosztów eksploatacji i poprawą niezawodności. Największym problemem jest zintegrowanie systemu przesyłowego sieci morskich z systemem przesyłu energii na lądzie, gdyż obecna infrastruktura nie pozwala na wykorzystanie w pełni potencjału morskiej energetyki wiatrowej. Aktualnie najbardziej atrakcyjną technologią w sieciach morskich jest HVDC (High Voltage Direct Current), oferująca możliwość pełniejszej kontroli i zarządzania strumieniem wytwarzanej na morzu energii elektrycznej (transmisja oraz szybki dostęp do rynku obrotu energią) i niskie straty energii na przesyśle. Co więcej, technologie HVDC zapewniają zmniejszenie kosztów wzmacniania lądowych sieci przesyłowych znajdujących się blisko wybrzeży morskich. Dzisiejsze technologie pozwalają m.in. na przesył energii na długich dystansach (do 600km) z gwarancją minimalnych strat, a mniejsze przekroje przewodów minimalizują koszty budowy i oddziaływanie na środowisko.

Dla potrzeb niniejszego opracowania przyjęto, że projekt 5 700 MW mocy zainstalowanych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku realizowany będzie z wykorzystaniem technologii porównywalnej z zakładaną w niemieckiej farmie wiatrowej Baltic 2. Zostanie ona zbudowana na obszarze, którego odległość od brzegu (45 km do centrum farmy) oraz głębokość (20-42 m) są porównywalne z istniejącymi na dostępnych obszarach zidentyfikowanych w naszym kraju. Dla projektu Baltic 2 wybrana została turbina Siemens SWT-3.6-120, bazująca na wypróbowanej już technologii SWT-3.6-107, przy czym producent oczekuje, że powiększenie średnicy wirnika ze 107 do 120 m spowoduje przyrost produktywności o 10%. Ze względu na uwarunkowania geologiczne, turbiny zostaną posadowione na fundamentach typu monopile i jacket.

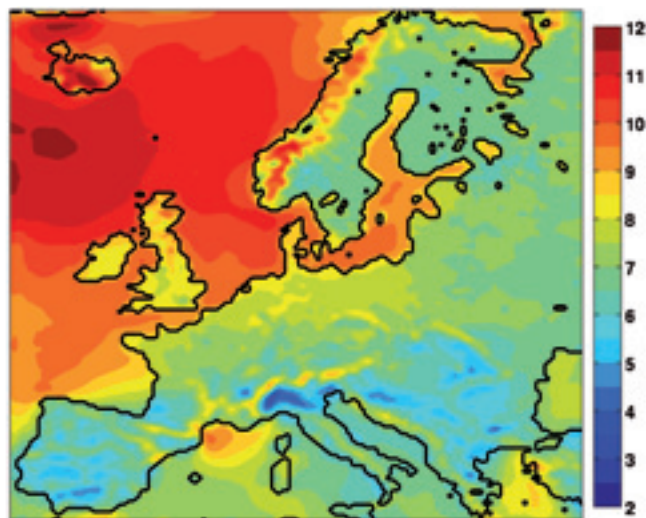
Produktywność elektrowni wiatrowych na Bałtyku

Ze względu na znacznie większe prędkości wiatru w stosunku do lądu, produktywność morskich farm wiatrowych jest zdecydowanie wyższa niż lądowych. Dla przykładu, w roku 2010 w Danii, średni współczynnik wykorzystania mocy wyniósł 35,4% dla morskich farm wiatrowych i 19,7% dla farm lądowych. Oczekuje się, że w roku 2020 współczynnik ten wyniesie 45,5%³⁶. Ze względu na stosunkowo krótki czas działania istniejących projektów wiatrowych na morzu, brak jest szczegółowych statystyk eksploatacyjnych dla morskich farm wiatrowych. Różne źródła podają dość szeroki zakres obecnych współczynników wykorzystania mocy dla farm wiatrowych na morzu. Dla przykładu, według Mott MacDonald³⁷, współczynnik ten wynosi obecnie przeciętnie 35%, z perspektywą wzrostu do 40% w roku 2020. Raporty rynkowe (np. KPMG) wymieniają współczynniki wykorzystania mocy dla działających farm wiatrowych na poziomie od 41 do 52%, równocześnie proponując przyjmowanie do modeli ekonomicznych współczynników wynoszących około 44-45% dla farm wiatrowych budowanych w latach 2013-2015.

Jak wskazują m.in. obliczenia wykonane przez Uniwersytet w Oldenburgu (Forwind), obszar polskiej wyłącznej strefy

ekonomicznej to zarazem jeden z obszarów o najlepszych warunkach wietrznych na Bałtyku. Można oczekiwać, że turbiny wiatrowe będą działały w warunkach podobnych do tych, w których instaluje się obecnie duńskie, niemieckie i holenderskie farmy wiatrowe na Morzu Północnym i Bałtyku. W ramach projektu OffshoreGrid wykonano symulację pracy farm wiatrowych w północnej Europie dla archiwalnych danych meteorologicznych z roku 2007 (model WRF), przyjmując znormalizowaną krzywą mocy dla roku 2020 (stosunkowo konserwatywną i z wysokim poziomem strat własnych farmy wiatrowej). Dla obszaru polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej uzyskano dla roku 2007 współczynniki wykorzystania mocy na poziomie 50%. Wyższe wartości uzyskał Instytut Morski w Gdańsku³⁸, przy wykorzystaniu danych z modelu UMPL za lata 1998-2007. Średni współczynnik wykorzystania mocy, przy założeniu budowy farmy wiatrowej do 7000 MW, został tu oszacowany na 55%.

Formułowane obecnie prognozy dla projektów wiatrowych wykorzystujących turbiny o większych średnicach wirnika przewidują współczynniki wykorzystania mocy na poziomie 45-48% (np. Baltic 2, działający w podobnych warunkach wietrzności jak potencjalne farmy na polskich obszarach morskich). Stąd, dla potrzeb ocen ekonomicznych, zdecydowano się na przyjęcie dla polskiej farmy wiatrowej stosunkowo konserwatywnego wskaźnika 45%, oraz podniesienie go do 50% dla drugiego etapu (po wymianie turbin ok. 2045 roku).



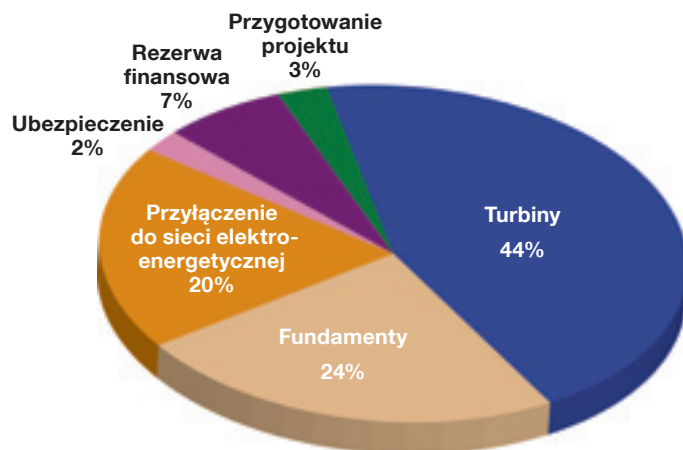
Rys. 4.9 Średnia roczna godzinna prędkość wiatru w m/s na wysokości 90 m, rok 2007. Źródło: Uniwersytet w Oldenburgu dla projektu OffshoreGrid.

Koszty inwestycyjne morskich elektrowni wiatrowych

Koszty inwestycyjne w przypadku morskich farm wiatrowych wykazują dość duży zakres zmienności (rys. 4.10), co wynika zarówno ze zróżnicowania technologii, wielkości farm wiatrowych oraz warunków geograficznych lokalizacji projektu (odległość od lądu, głębokość morza, uwarunkowania geotechniczne). Analizy wskazują, że wpływ na wzrost kosztów inwestycyjnych ma zwłaszcza głębokość morza i struktura dna morskiego³⁹. Wzrost odległości od lądu wydaje się mieć mniejszy wpływ na koszty inwestycyjne, choć powoduje dodatkowe problemy logistyczne i podwyższa koszty eksploatacji.

Dostępne dane o kosztach zrealizowanych na morzu projektów wiatrowych pokazują, że koszty owych inwestycji były z reguły niższe na Bałtyku niż na Morzu Północnym. Dotyczy to także farm wiatrowych oddanych do użytku w roku 2010 i należy przypuszczać, że tendencja ta będzie się utrzymywać. Jednakże dla farm wiatrowych położonych dalej od lądu i na głębszych wodach, koszty inwestycyjne będą prawdopodobnie wyższe niż dla dotychczas zrealizowanych projektów. Na przykład oczekiwany koszt budowy farmy Baltic 2, która ma zostać oddana do użytku w roku 2013, wynosi 3,5 mln EUR/MW.

Najnowszym źródłem informacji o kosztach inwestycyjnych morskiej energetyki wiatrowej jest raport firmy Mott MacDonald⁴⁰ z maja 2011 roku. Przeciętny koszt inwestycyjny oceniono jako 3 088 funtów szterlingów/kW (3 500 EUR/kW), co odpowiada kosztom zakładanym dla farmy wiatrowej Baltic 2. Na podobnym poziomie zakłada się także koszt 400 MW duńskiej farmy bałtyckiej Anholt, która ma zostać zbudowana w latach 2012-2013. W strukturze kosztów inwestycyjnych dominują koszty turbin, a także fundamentów (znacznie wyższy udział niż w lądowych farmach wiatrowych) oraz przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Należy podkreślić, że są to koszty szacowane dla farm wiatrowych tzw. brytyjskiej Rundy 3, których budowa rozpocznie się w 2015 roku, a projekty znajdą się w odległości ponad 50 km od lądu, gdzie głębokość morza wyniesie 30-50 m. W przypadku farm na Bałtyku można oczekiwać nieco niższych udziałów kosztów fundamentowania oraz przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, ze względu na mniejsze głębokości i odległości od lądu. Jednakże dokładne oszacowanie tych różnic nie jest możliwe na tym etapie koncepcji projektu bałtyckiego, stąd dla potrzeb niniejszego opracowania zdecydowano się przyjąć obecne koszty morskich farm wiatrowych na poziomie proponowanym przez Mott MacDonald.

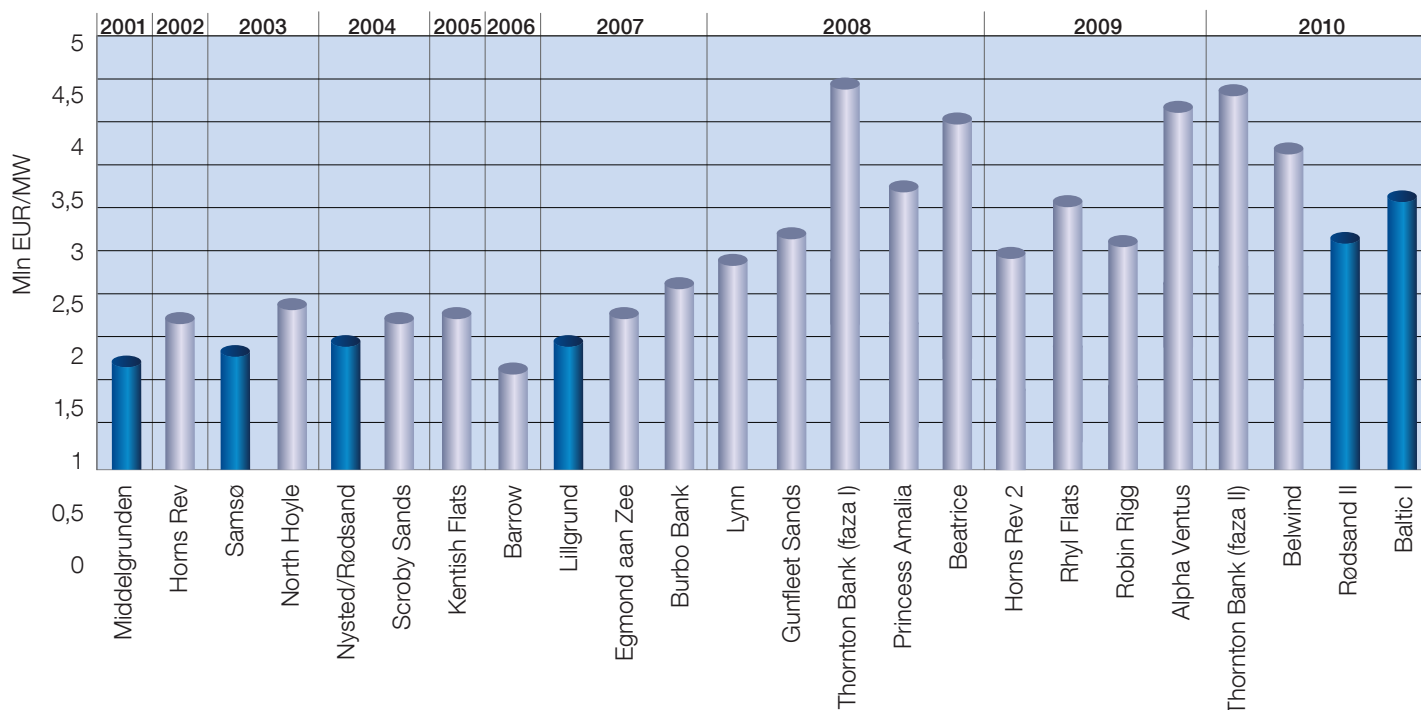


Rys. 4.11 Struktura kosztów inwestycyjnych morskiej farmy wiatrowej na Morzu Północnym budowanej w ramach brytyjskiej Rundy 3. Źródło: Mott MacDonald.

Mott MacDonald wskazuje także w raporcie na znaczące możliwości obniżenia kosztów inwestycyjnych morskich farm wiatrowych w perspektywie do 2020 i 2040 roku (rys. 4.12).

Oceniono, że do roku 2020 koszty inwestycyjne mogą spaść o 28% w stosunku do obecnych, a do roku 2040 o 43%. Spadek ten dotyczyć będzie głównie kosztów turbin i przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Redukcja kosztów spowodowana będzie głównie przez:

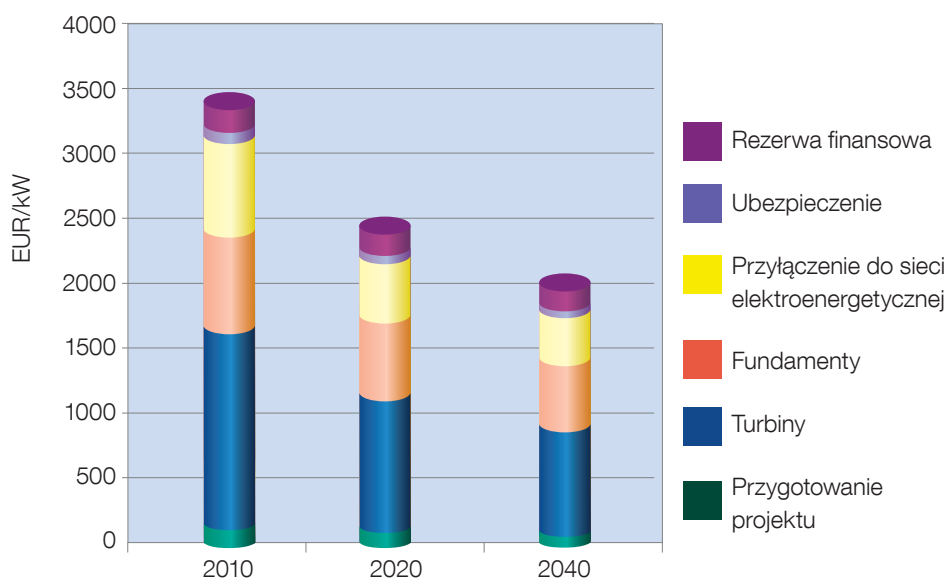
- efekt ekonomiki skali powstający przy przechodzeniu do większych turbin, a zwłaszcza większych farm wiatrowych (wspólne wykorzystanie infrastruktury powoduje zmniejszenie jednostkowych nakładów inwestycyjnych);
- poprawę efektywności łańcucha dostaw (efekt skali, innowacje);
- rosnącą konkurencją pomiędzy producentami turbin, pojawianie się tańszych modeli pochodzących z krajów pozaeuropejskich;



Rys. 4.10 Koszty inwestycyjne morskich farm wiatrowych w latach 2001-2010. Farmy wiatrowe na Bałtyku zaznaczone zostały kolorem ciemnoniebieskim. Źródło: IHS Emerging Energy Research, informacje podawane przez inwestorów zebrane przez IEO.

- rozwój połączeń stałoprądowych;
- innowacje lub nawet przełomy technologiczne w zakresie konstrukcji fundamentów (np. wprowadzenie konstrukcji pływających);
- zmniejszenie masy generatorów (np. poprzez zastosowanie nadprzewodników wysokotemperaturowych);
- rozwój innowacyjnych konstrukcji turbin wiatrowych przeznaczonych do pracy w warunkach morskich.

Do 2020 roku bardziej znaczącą rolę odegra prawdopodobnie efekt ekonomiki skali niż postęp technologiczny. Dotyczy to zwłaszcza wzrostu skali instalowanych farm wiatrowych (ilości turbin w farmie). Mott MacDonald zakłada w kosztach na rok 2020 zastosowanie turbin o mocy 10 MW w farmach o mocy sięgającej 1 000 MW. Analizując aktualne



Rys. 4.12 Koszty inwestycyjne morskiej energetyki wiatrowej w latach 2010-2040. Źródło: Mott MacDonald.



Foto: ©Greenpeace/ Zenit /Paul Langrock

trendy w obszarze Morza Bałtyckiego około roku 2020, można spodziewać się farm podobnej wielkości, jednak złożonych z nieco mniejszych turbin, o mocach 5-7 MW, i technologii sprawdzonej w latach 2013-2017. Natomiast bardziej innowacyjne technologie, np. konstrukcje pływające, zaczną być stosowane po roku 2030. Dlatego też realistycznym założeniem jest przyjęcie dla farm wiatrowych w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej jednostkowych nakładów inwestycyjnych na poziomie prognozowanym przez Mott MacDonald dla roku 2020. Dodatkowo uwzględniono i dodano część ogólnych kosztów sieciowych zależnych konkretnie od wybranej dla klastra MFW lokalizacji, na których wysokość wpływa także fakt uwzględnienia równoległej budowy elektrowni jądrowej (EJ) w Żarnowcu oraz stan lokalnej i regionalnej infrastruktury sieciowej.

Przyłączenie morskich farm wiatrowych do sieci elektroenergetycznej

Na obecnym etapie koncepcji pierwszej morskiej farmy wiatrowej (klastra) założono, że najlepszym rozwiązaniem przyłączenia jej do krajowego systemu elektroenergetycznego jest wprowadzenie mocy do dwóch stacji 400 kV:

- 2 850 MW do stacji Żarnowiec lub Lubiato (wcięcie do nowej dwutorowej linii 400 kV Żarnowiec – Słupsk);
- 2 850 MW do stacji Słupsk.

Takie wyprowadzenie mocy z farmy wiatrowej nie będzie wymagało rozbudowy krajowego systemu elektroenergetycznego ponad inwestycje konieczne w przypadku planowanego w tym samym czasie przyłączenia 3 000 MW-owej elektrowni jądrowej Żarnowiec.

Moc z farmy wiatrowej może być przesyłana do krajowego systemu przesyłowego liniami kablowymi 400 kV prądu przemiennego. Oznacza to konieczność wybudowania przynajmniej 6 linii kablowych 400 kV, każda o zdolności przesyłowej 1 000 MW. Należy zwrócić uwagę, że długość linii kablowej 400 kV prądu przemiennego wynosząca około 40 km stanowi ekonomiczną granicę opłacalności przesyłu mocy. Dlatego też można przeanalizować możliwość wyprowadzenia mocy z farmy wiatrowej liniami 400 kV prądu stałego. W Polsce brak jest doświadczeń z budową linii prądu stałego HVDC, stąd trudno na tym etapie określić, czy takie rozwiązanie będzie możliwe do roku 2020, choć z perspektywy budowy kolejnych MFW i zakładanej budowy kolejnej EJ byłoby to zasadne. Zarówno w przypadku linii prądu stałego jak i przemiennego koszt wyprowadzenia farmy wiatrowej na ląd będzie zbliżony. W ramach projektu badawczego Unii Europejskiej OffshoreGrid⁴¹, analizując lokalizacje potencjalnych elektrowni wiatrowych w rejonie farmy o mocy 5 700 MW, uzyskano koszty wyprowadzenia mocy na ląd od 0,47 mln EUR/MW do 0,73 mln EUR/MW. Stąd dane Mott Macdonald, według których koszt ten wynosi blisko 0,7 mln EUR/MW, są uzasadnione dla warunków polskich i taki koszt uwzględniono w modelu, włączając go do nakładów inwestycyjnych.

Kosztem dodatkowym badanej pierwszej inwestycji, nie uwzględnionym we wcześniejszych opracowaniach oraz nie ujętym wprost w modelu MIT, wykorzystywanym w niniejszej pracy do porównawczych analiz ekonomicznych, będzie niezbędna rozbudowa lub budowa nowych stacji na lądzie. W przypadku wyprowadzenia mocy z MFW liniami kablowymi prądu przemiennego, szacunkowy koszt tych inwestycji będzie wynosił około 10 mln zł (po 5 mln zł na rozbudowę stacji Żarnowiec i Słupsk) lub 25 mln zł (20 mln zł – budowa stacji Lubiato, 5 mln zł – rozbudowa stacji Słupsk). W modelu ekonomicznym koszty te jako dodatkowe (wynikające z różnicy kosztów przyłączenia dla MFW i EJ) w stosunku do analogicznych 25 mln zł dla EJ, uwzględniono dodając do nakładów inwestycyjnych dla MFW.

Eksploracja morskich farm wiatrowych

Koszty eksploatacyjne morskich farm wiatrowych są znacznie wyższe niż farm lądowych. Ocenia się, że generują one 25-35% kosztów produkcji energii z morskich farm wiatrowych. W dostępnych analizach ekonomicznych z reguły koszty eksploatacyjne podaje się wyłącznie w postaci kosztów zmiennych na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej. Podobnie jak w przypadku kosztów inwestycyjnych, także koszty eksploatacyjne działających farm wiatrowych wykazują duży zakres zmienności. W 2010 roku średnie koszty eksploatacyjne farmy wiatrowej wynosiły 25,5 EUR/MWh⁴², przy czym koszty dla rzeczywistych projektów wynosiły od 20,17 EUR/MWh do 36,7 EUR/MWh. Analizy wykazują, że koszt eksploatacyjny nie jest zależny od odległości farmy wiatrowej od lądu, a wynika raczej z przyjętej strategii obsługi i serwisowania farmy wiatrowej. Do analiz ekonomicznych projektów morskich farm wiatrowych realizowanych do roku 2015 przyjmuje się z reguły koszty na poziomie 25 EUR/MWh. Oczekuje się, że koszt ten będzie spadał wraz z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej. Mott MacDonald ocenia, że koszt ten powinien spadać co najmniej w takim samym tempie jak koszty inwestycyjne, co oznacza osiągnięcie poziomu 18 EUR/MW w roku 2020. Spadek kosztów spowodowany będzie głównie rozwojem bazy serwisowej i wzrostem podaży usług w tym zakresie. Obecne, stosunkowo wysokie koszty spowodowane są w znacznym stopniu ograniczoną dostępnością sprzętu i wykwalifikowanej kadry przygotowanej do pracy w warunkach morskich. Dodatkowo do obniżenia kosztów eksploatacyjnych mogą przyczynić się innowacje w zakresie planowania obsługi i serwisu (tzw. scheduled maintenance), pozwalające na optymalizację kosztów obsługi przy równoczesnej minimalizacji strat spowodowanych przestojami farmy wiatrowej. Do rozwoju innowacyjnych strategii obsługowych przyczynią się doświadczenia działających farm wiatrowych. **Potencjalne lokalizacje farmy wiatrowych na polskich obszarach Morza Bałtyckiego charakteryzują się korzystną lokalizacją względem portów morskich, gdzie możliwy jest rozwój bazy serwisowej.** Stąd po roku 2020 przyjęto koszt eksploatacyjny na poziomie 18 EUR/MW. Istnieją jednakże bardziej optymistyczne oszacowania (EWEA), które wskazują na możliwości redukcji kosztów eksploatacyjnych nawet do 13 EUR/MW.

5. Wyniki porównawczych analiz ekonomicznych dla elektrowni jądrowej i klastra morskich farm wiatrowych

Klaster morskich farm wiatrowych pozwala na uzyskanie kosztów produkowanej energii elektrycznej o kilka procent niższych w stosunku do elektrowni jądrowej. Ponadto, po stronie EJ istnieje bardzo duże ryzyko dalszego wzrostu kosztów, natomiast po stronie MFW silne przesłanki, że cena energii będzie niższa od obliczonej. (...) koszty EJ będą raczej rosły w czasie, a koszty MFW będą spadać z uwagi na postęp technologiczny.

Wyniki obliczeń kosztów energii z wykorzystaniem różnych metod

Przyjęte wcześniej założenia (rozdział 3) i dane wyjściowe (tabela 3.1) oraz symulacje wykonane modelem kosztowym MIT pozwoliły na określenie zlinearyzowanych (rozłożonych) kosztów produkcji energii z nowobudowanych EJ (3 GW) i klastra MFW (5,7 GW) w EUR/MWh (EUR z 2011 r.), uzyskanych przy NPV=0. Wyniki obliczeń przedstawia tabela 5.1.

Tabela 5.1. Wyniki obliczeń kosztów produkcji energii z elektrowni jądrowej (EJ) i klastra morskich farm wiatrowych (MFW), EUR/MWh (w cenach z 2011 roku według metody MIT).

Rodzaj elektrowni	EJ	Klastr MFW
Koszt energii	110,3	104,4
Łączne nakłady inwestycyjne – overnight [mld EUR]	16,2	14,3

Dodatkowo, w celach referencyjnych, koszty energii były liczone metodą EPR opisaną szerzej w rozdziale 3, pozwalającą na wyznaczenie średnich kosztów energii w całym okresie życia obu instalacji. Wynoszą one odpowiednio 160,2 EUR/MWh dla EJ oraz 154,5 EUR/MWh dla klastra MFW. Obie metody obliczeń (zasadnicza i sprawdzająca relacje kosztów), przy przyjętych założeniach, wskazują, że koszt produkcji energii z EJ jest wyższy niż z równoważnego energetycznie klastra MFW. Tak jak zakładano, metoda EPR daje koszt wyższy średnio o 47% dla obu inwestycji, oraz z powodów wyjaśnionych w rozdziale 3, nieco bardziej korzystny wynik dla EJ niż zasadnicza w tej pracy metoda MIT. Różnica w kosztach energii na korzyść MFW (tańsza energia) określona metodą MIT wynosi bowiem około 6%, a w metodzie EPR – 4%. Błędy metody wydają się być zatem dopuszczalne, co pośrednio potwierdza także zasadność stosowania (w pewnych granicach różnic w okresach życia i użytkowania różnych inwestycji) metody MIT do porównawczych obliczeń kosztów energii z różnych źródeł oraz poprawność arytmetyczną przeprowadzonych obliczeń. Z uwagi na bardziej powszechnie zrozumiały sens wyników uzyskanych metodą MIT oraz większe możliwości ich porównywania wprost z wynikami innych analiz kosztów produkcji energii, w dalszej części opracowania wykorzystywane są wyniki uzyskane właśnie tą metodą.

Dodatkowe informacje o wynikach obliczeń oraz dalszą ich

weryfikację można uzyskać w efekcie przeprowadzenia analizy wrażliwości.

Analiza wrażliwości

Analiza wrażliwości polega na zmianach parametrów wpływających na koszty i efekty przeprowadzonych rachunków i pozwala na uwzględnianie elementów ryzyka inwestycyjnego. Zwyczajowo badania wrażliwości wyników analiz ekonomicznych EJ i MFW wykonuje się z uwagi na zmiany parametrów najsilniej wpływających na wielkość wyników końcowych kapitałochłonnych inwestycji energetycznych o długim okresie życia. Są to w szczególności czynniki takie jak stopy dyskonta, współczynnika wykorzystania mocy, udziału długu i kapitału własnego w inwestycji, kosztów pozyskania kapitału, kosztów paliwa, kosztów operacyjnych, czasu budowy i trwałości inwestycji oraz, przede wszystkim, kosztów budowy elektrowni overnight⁴⁴. Niektóre z ogólnych parametrów makroekonomicznych oraz finansowych, jak stopa dyskonta, udział kapitału własnego czy koszt kapitału, są przyjmowane powszechnie (z powodu ryzyka) jako najwyższe dla EJ ze wszystkich technologii energetycznych, ale jednak z uwagi na ich ogólność i chęć porównania technologii na poziomie mikro, przyjęto je w identycznej wysokości także dla MFW. Takie założenie faworyzuje EJ w sensie niższych kosztów energii w niej produkowanej w stosunku do energii produkowanej w MFW. W niniejszej pracy nie chodzi bowiem o badanie uwarunkowań makroekonomicznych i makroekonomicznych oraz finansowych wspólnych dla całego zbioru inwestycji energetycznych, ale w sposób szczególny o badanie uwarunkowań inwestycyjnych związanych bezpośrednio z dającymi się możliwie najbardziej konkretnie oszacować cechami analizowanych technologii, które jednocześnie powszechnie uznane są za kluczowe przy analizach kosztowych inwestycji w EJ i MFW. Do takich z pewnością należą koszty overnight oraz współczynniki wykorzystania mocy. Dodatkowo badaniom i weryfikacji w ramach analizy wrażliwości poddane zostały założone w rozdziale 3 parametry i czynniki, w szczególności dane zaczerpnięte ze studium MIT dla EJ i z raportu Mott MacDonald dla MEW, które w zestawieniu z innymi opracowaniami mogły wydawać się kontrowersyjne. Do takich należał m.in. przyjęty przez MIT jako bazowy koszt likwidacji EJ, wskaźniki przyrostów wydatków kapitałowych (zwłaszcza dla MEW), ale także okres życia elektrowni (w szczególności dla EJ). Poniżej w tabelach 5.2-5.5 przedstawiono najważniejsze wyniki analizy

Tabela 5.2. Wpływ zmiany kosztu jednostkowego overnight [EUR/kW] na koszty produkcji energii [EUR/MWh] w elektrowni jądrowej 3 GW.

zmiana parametru/wyniki	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%	40%	50%
overnight cost [EUR/kW]	2730	3276	3822	4368	4914	5460	6006	6552	7098	7644	8190
koszt energii [EUR/MWh]	62,5	72,1	81,6	91,2	100,8	110,4	119,9	129,4	139,0	148,5	158,1
zmiana kosztu energii [%]	56,7	65,3	74,0	82,7	91,3	100,0	108,7	117,3	126,0	134,7	143,3

Tabela 5.3. Wpływ zmiany kosztu jednostkowego overnight [EUR/kW] na koszty produkcji energii [EUR/MWh] dla klastra Morskich Farm Wiatrowych 5,7 GW.

zmiana parametru/wyniki	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%	40%	50%
overnight cost [EUR/kW]	1255	1507	1758	2009	2260	2511	2762	3013	3264	3515	3766
koszt energii [EUR/MWh]	67,6	75,0	82,4	89,7	97,1	104,4	111,8	119,2	126,5	133,9	141,3
zmiana kosztu energii [%]	64,8	71,8	78,9	85,9	93,0	100,0	107,0	114,1	121,1	128,2	135,2

Tabela 5.4. Wpływ zmiany współczynnika wykorzystania mocy [%] na koszty produkcji energii [EUR/MWh] w elektrowni jądrowej 3 GW.

zmiana parametru/wyniki	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%	40%	50%
współczynnik wykorzystania mocy [%]	43	51	60	68	77	85	94	100*	-	-	-
koszt energii [EUR/MWh]	213,6	179,2	154,6	136,1	121,8	110	100,9	94,8	-	-	-
zmiana kosztu energii [%]	193,6	162,4	140,1	123,4	110,4	100,0	91,5	86,0	-	-	-

*wartość teoretyczna współczynnika wykorzystania mocy, powyżej nie miałyby sensu fizycznego

Tabela 5.5. Wpływ zmiany współczynnika wykorzystania mocy [%] na koszty produkcji energii [EUR/MWh] dla klastra Morskich Farm Wiatrowych 5,7 GW.

zmiana parametru/wyniki	-50%	-40%	-30%	-20%	-10%	0	10%	20%	30%	40%	50%
współczynnik wykorzystania mocy [%]	23	27	32	36	41	45	50	54	59*	-	-
koszt energii [EUR/MWh]	185,5	158,5	139,2	124,7	113,4	104	97,1	90,9	85,8	-	-
zmiana kosztu energii [%]	178,6	152,7	133,2	119,4	109,6	100	93,9	87,1	82,1	-	-

*przyjęto maksymalną wartość współczynnika wykorzystania mocy na poziomie 60%, choć teoretycznie możliwe są wyższe.

wrażliwości dla określonych zmian kluczowych parametrów technologicznych EJ i MFW.

Analiza wrażliwości pokazuje bardzo silny wpływ dwóch wybranych parametrów EJ i MFW na wyniki analiz ekonomicznych, czyli na koszt produkcji energii. Daje się jednak zauważyć, że zarówno dla zmian wysokości nakładów inwestycyjnych overnight, jak i zmian współczynnika wykorzystania mocy (tzw. capacity factor), użyty model wykazuje nieco większą wrażliwość (ryzyko) dla EJ niż dla MFW.

Analiza wpływu zmian kosztów overnight EJ w odniesieniu do wyników wcześniejszego studium MIT z 2009 r. może prowadzić do jeszcze jednego wniosku. Koszty energii z EJ byłyby identyczne z kosztem energii z MFW (104,4 EUR/MWh), gdyby średnie koszt overnight EJ (bez kosztów własnych inwestora) przyjęty w studium MIT (4000 USD/kW, USD z 2007 r.) wzrósł w okresie 2007- 2020 o 69%. Warto w tym miejscu przypomnieć, że w cytowanym studium MIT z 2009 wykazano, że tylko w latach 2003-2007 pełne koszty budowy EJ na świecie wzrosły o 100%, mimo braku w tym okresie katastrofy jądrowej na skalę porównywalną z tą w Fukushima w 2011 r.

Jeżeli chodzi o parametry i współczynniki kosztowe zaczerpnięte do symulacji bezpośrednio z wcześniejszego studium MIT, które w świetle niektórych krajowych publikacji zwolenników EJ mogą uchodzić za kontrowersyjne, chodzi tu głównie o wspomniane wcześniej: koszt likwidacji oraz okres życia EJ. Dlatego dokonano obliczeń kosztów produkowanej energii przy przyjęciu tych parametrów w sposób skrajnie korzystny dla EJ.

Tym niemniej, wydłużenie okresu trwałości EJ z 40 (tak jak oryginalnie w studium MIT) do 50 lat prowadzi do niewielkiego zmniejszenia kosztów energii ze 110,4 EUR/MWh do 107,6 EUR/MWh, a więc powyżej bazowego kosztu produkcji energii w analizowanych MFW.

Najniższe znane autorom niniejszego opracowania koszty unieszkodliwiania odpadów i likwidacji elektrowni, które przytoczył prof. A. Strupczewski (dla reaktorów PWR)⁴³, to 200 USD/kW w walucie z 2001 roku (maksymalne przytaczane w artykule wartości są wyższe o rząd wielkości). Po przeliczeniu (oprocetowaniu) wartości na 2007 rok (bazowy dla studium MIT), koszty te wynoszą 167,2 EUR/kW (Euro z 2007 r.), a całkowite koszty likwidacji EJ o mocy 3 GW to



Foto: ©Greenpeace/ Jeremy Sutton-Hibbert

501,5 mln euro. Wprowadzenie obniżonych kosztów likwidacji EJ daje tylko nieznacznie niższy koszt energii 109,8 EUR '2011/MWh.

Sytuacja przedstawia się diametralnie inaczej jeżeli chodzi o zmniejszenie niezwykle konserwatywnie wycenionego wskaźnika przyrostu wydatków kapitałowych dla klastra MEW. Wskaźnik ten nie jest określany w analizach ekonomicznych MFW, a wliczany standartowo, przynajmniej w znacznej części, do kosztów operacyjnych i obsługi, i nie podlega amortyzacji podatkowej. Gdyby przyjąć, że wskaźnik ten pomijamy całkowicie (tym samym przyjmując, że ujęty jest w kosztach obsługi), koszt produkcji energii z klastra MFW spadłby aż do 81 EUR /MWh (EUR z 2011 roku).

Wnioski z analiz ekonomicznych i wyniki

Z powyższych analiz i uzyskanych wyników oraz założeń przyjętych w rozdziale 3 (generalnie konserwatywnych, zwłaszcza jeśli chodzi o efektywność kosztową MFW) można wysnuć ogólny wniosek, że klastr MFW pozwala na uzyskanie kosztów produkowanej energii elektrycznej o kilka procent niższych w stosunku do EJ. Ponadto, po stronie EJ istnieje bardzo duże ryzyko dalszego wzrostu kosztów, natomiast po stronie MFW silne przesłanki, że cena energii będzie niższa od obliczonej. Wniosek ten ma też ogólne uzasadnienie związane z cyklem życia różnych technologii: koszty EJ będą raczej rosły w czasie, a koszty MFW będą spadać z uwagi na postęp technologiczny.

Obliczone wysokości kosztów energii można odnieść do wyników innych analiz, o ile znane są dla nich szczegółowe założenia, zwłaszcza związane z dyskontowaniem i oprocentowaniem. Uzyskane wyniki mieszczą się w widełkach kosztów porównawczych technologii energetycznych na 2020 rok, w tym dla EJ i MFW, obliczonych i wyrażonych w EUR z 2005 r. w opracowaniu Komisji Europejskiej z 2007 roku pt. „2nd Strategic energy review”. Jednakże podane przez Komisję Europejską koszty średnie (dla całej UE), po przeliczeniu na euro z 2011 roku, są na zbliżonym poziomie dla MFW (107 EUR/MWh) do niniejszego studium i niższe (88 EUR/MWh) niż obliczone powyżej dla EJ. Zbliżone, a nawet niższe koszty energii z MFW korzystnie zlokalizowanych na Bałtyku w Polsce nie dziwią, tym bardziej że dokonuje się znaczny postęp technologiczny w tym sektorze. Warto też zauważyć, że obliczone w niniejszym opracowaniu koszty energii z MFW (104,4 EUR/MWh) są też bliskie „stałym” taryfom płaconym już obecnie (lub w ciągu najbliższych lat) za energię z MFW⁴⁵ w takich krajach jak Dania i Wielka Brytania (po 113 EUR/MWh), czy Szwecja (109 EUR/MWh⁴⁶). Uzyskane koszty energii z MFW uwzględniają różnicę w nieco wyższych kosztach bezpośredniego przyłączenia do sieci (oszacowane w rozdz. 4) dla MFW (stacja Lubiatowo, stacja Słupsk) oraz EJ (w stacji Żarnowiec), choć dla obu inwestycji nie są to pełne koszty ekonomiczne przyłączenia ich do systemu energetycznego, jeśli chodzi o wyprowadzenie mocy w głąb kraju, ale będą one do siebie zbliżone. Koszty energii dla MFW nie uwzględniają kosztów bilansowania, które są trudne do określenia dla przyszłego,



Foto: ©Greenpeace / Bas Beentjes

nie tylko krajowego ale europejskiego systemu energetycznego. Nie będą to jednak koszty duże. Najnowszy raport Międzynarodowej Agencji Energetycznej (IEA)⁴⁷, na podstawie badań wykonanych dla sieci Stanów Zjednoczonych, szacuje koszty bilansowania energii z elektrowni wiatrowych na mniej niż 2,5 EUR/MWh w warunkach, w których udział energii w nich produkowanych nie przekracza 20% (potem koszt nieznacznie wzrasta), a z taką sytuacją będziemy mieć do czynienia do czynienia w Polsce aż do 2030 r. Zatem nawet po uwzględnieniu kosztów bilansowania w obecnym systemie energetycznym, energia z MFW jest tańsza niż z EJ, tym bardziej że IEA zaleca też uwzględnianie kosztów bilansowania dla EJ.

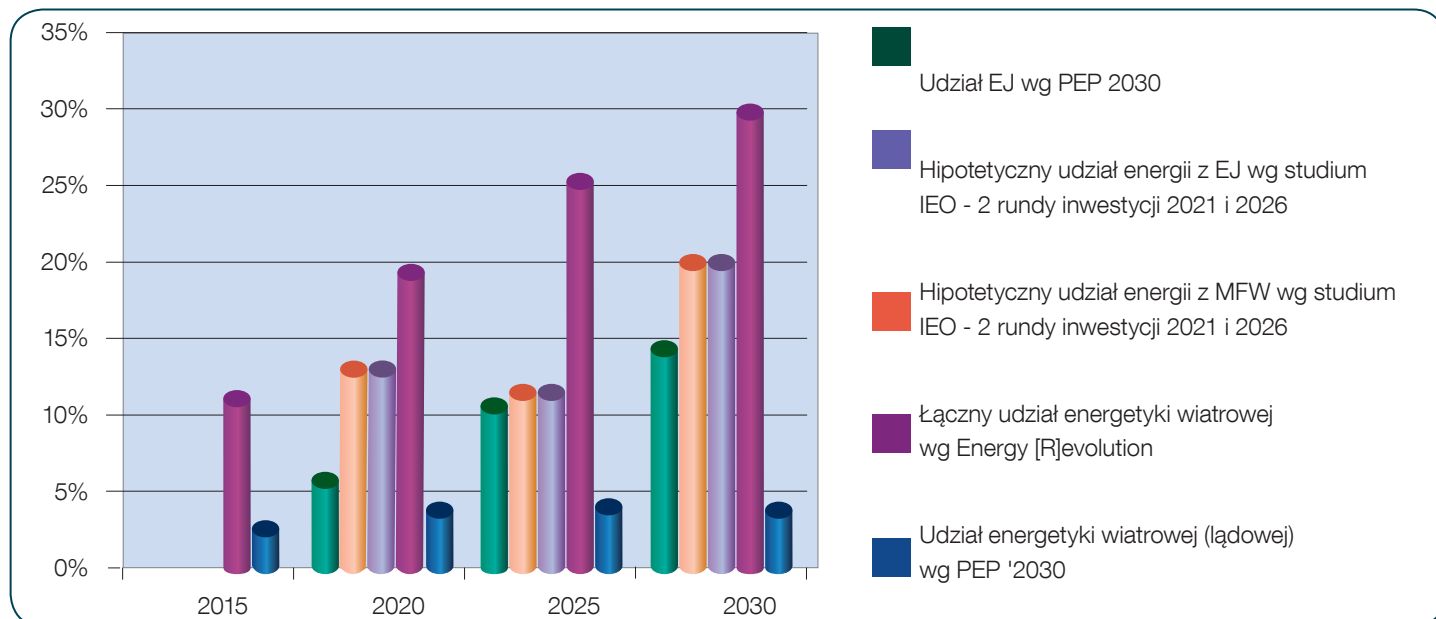
Jeżeli chodzi o analizy kosztów energii z EJ, to najszerza dostępna ich analiza (w USD z 2008 r.) znajduje się w opracowaniu cytowanego wcześniej M. Coopera z 2009 roku (także sprzed katastrofy w Fukushima) oraz zestawieniach prof. K. Żmijewskiego, sporządzonych na podstawie tego samego źródła. **Średnie koszty energii z EJ, po analizie szeregu przypadków oraz oprocentowaniu na 2011 rok, wynoszą 113 EUR/MWh, są więc wyższe od obliczonych w niniejszym studium.** Najnowsze, przywoływane już wcześniej opracowanie firmy Mott MacDonald, dotyczące rozłożonych kosztów energii z EJ liczonych podobną metodą dla warunków brytyjskich, podaje ich wysokość (po linearyzacji) w latach 2020-2040 jako 103-114 euro (w walucie z 2010 roku, czyli 106,1-117,4 EUR/MWh w walucie z 2011 roku). Cytowany też wcześniej prof. W. Mielczarski obliczył koszty energii z EJ, prawdopodobnie w cenach 2010 roku na 155-167 EUR/MWh (w EUR z 2011 r.).

Na tym tle wyjątkowo nisko, zwłaszcza biorąc pod uwagę, że założenia przyjmowane były dla budowy pierwszej EJ w kraju, zostały obliczone koszty energii z EJ w programie PPEJ (wersja z grudnia 2010 roku). Koszty energii elektrycznej z EJ oddanej w 2020 roku według PPEJ wynoszą (przy współczynniku wykorzystania mocy nieco wyższym – 90%⁴⁸) 57 EUR/MWh (EUR z 2005 r.), czyli na dzisiejsze warunki 67 EUR/MWh (EUR z 2011 roku). Jest to koszt praktycznie niespotykany w żadnym innym opracowaniu dotyczącym prognoz

na 2020 rok. **Jeszcze niższy koszt energii z EJ pojawia się, jako podsumowanie poglądów zwolenników energetyki jądrowej, w Prognozie Oddziaływania na Środowisko PPEJ z 2011 roku (POŚ PPEJ) i jest to niewyobrażalnie niski koszt wynoszący 35 EUR/MWh, bez podania daty waluty.** Powstaje zatem pytanie, skąd tak niskie koszty dla EJ w świeżych, rządowych dokumentach i czy tak niezwykle optymistyczne założenia co do kosztów (wyników wcześniejszych analiz), nie wpłynęły na podejmowanie zbyt daleko idących decyzji co do skali i tempa rozwoju energetyki jądrowej w Polsce.

Jeżeli chodzi o pierwsze pytanie, trudno na nie odpowiedzieć nie znając szczegółowych założeń studiów źródłowych, które nie są publicznie dostępne. Załącznik 4 do PPEJ podaje niektóre informacje dotyczące założeń, z których wynika, że jako bazowe przyjęto niezwykle niskie nakłady inwestycyjne, bardzo niski koszt kapitału, opatrując jednak wstęp do analizy komentarzem o „zachowaniu zasady konserwatyźmu” w stosunku do EJ. Tym bardziej trudno jest tłumaczyć uzyskane wyniki, które są średnio dwukrotnie niższe od wszystkich innych znanych źródeł. Niestety inne, konkretne założenia do wykonanych analiz nie są publicznie dostępne.

Jeżeli chodzi o wpływ niskich założeń cenowych na decyzje polityczne, to mogą one okazać się błędne, w szczególności biorąc pod uwagę fakt, że **druga z w pełni konkurencyjnych, jak się okazuje, technologii, o olbrzymim potencjale, analizowana w niniejszej pracy – czyli MFW – nie została zanalizowana jako alternatywa ani w PPEJ, ani w POŚ PPEJ.** Przyjęty przez rząd w grudniu 2010 roku „Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych” (KPD) przewiduje budowę MFW do 2020 roku. Jednakże bilans energetyczny zawarty w PPEJ (niespójność PPEJ i KPD) uwzględnia praktycznie w niewielkim zakresie jedynie lądowe farmy wiatrowe. Podobnie sprawa się ma w „Założeniach polityki energetycznej do 2030 roku” (PEP 2030). Autorzy POŚ PPEJ, pisząc o alternatywach dla EJ, podają wiele stwierdzeń, które świadczą o błędnych założeniach co do parametrów ekonomicznych



Rys. 5.1 Udziały energetyki jądrowej i wiatrowej morskiej w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną brutto w dokumentach politycznych i pracach studialnych.

energetyki wiatrowej. Przykładowo, współczynniki wykorzystania mocy nowych farm podawane są w wysokości tylko do 20% (zasadniczo błędne w odniesieniu do MFW), z komentarzem o braku możliwości przewidywania siły wiatru, o mało korzystnej z energetycznego punktu widzenia prędkości wiatru w Polsce (Polska ma najlepsze warunki wiatrowe na Bałtyku) oraz o maksymalnym 20-letnim okresie eksploatacji elektrowni wiatrowych (zaniżenie w stosunku do nowych MFW). **W świetle danych przedstawionych w rozdziale 4 niniejszego opracowania, założenia przyjęte w POŚ PPEJ, dotyczące w szczególności energetyki wiatrowej, są zasadniczo błędne.** Wobec tego mylnie są także zawarte tam wnioski co do konkurencyjności EJ i MFW w okresie do 2030 roku i ich udziałów w bilansach energetycznych.

Jednym z celów pracy było przeanalizowanie potencjału MFW, które dotychczas stanowiła mocno niedocenioną alternatywę dla energetyki jądrowej w Polsce. Niniejsza praca ma głównie charakter ekonomiczny i jej wyniki powinny zostać wzięte pod uwagę w procesie decyzyjnym w sprawie roli EJ i MFW w bilansie energetycznym kraju po 2020 roku. Natomiast oczywistym wnioskiem i wymagającym podkreślenia, niezbitym faktem jest olbrzymi potencjał MFW w Polsce i duże możliwości techniczne i ekonomiczne jego wykorzystania już przed 2020 rokiem, oraz korzyści gospodarcze i społeczne z niego wynikające. **Dlatego konsekwencje wykazanego powyżej i obecnego w oficjalnych dokumentach zaniżenia potencjału i konkurencyjności ekonomicznej MFW wobec EJ, przy konsekwentnej realizacji programu PPEJ i braku jego odpowiednika dla morskiej energetyki wiatrowej, są już w tej chwili poważne i mogą być znacznie bardziej negatywne dla całej gospodarki i społeczeństwa.**

Wykluczające się technologie

Jedną z dość dobrze uzasadnionych tez w polskiej polityce energetycznej mówi o tym, że w sektorze wytwarzania energii elektrycznej potrzebujemy w zasadzie wszystkich dostępnych technologii energetycznych i teoretycznie można sobie wyobrazić zarówno szybki rozwój energetyki jądrowej, jak i morskiej energetyki wiatrowej. Ale w związku z tym, że obie technologie miałyby się rozwijać szybko i równoległe na terenie i w otoczeniu jednego województwa, korzystając ze wspólnych zasobów infrastrukturalnych i bilansowych, powstaje pytanie czy są to, w sensie inwestycyjnym i systemowym, technologie komplementarne, czy też substytucyjne (alternatywne). Autorzy PEP 2030, a w szczególności PPEJ oraz POŚ PPEJ, także w świetle powyższych cytatów uznali, że są to technologie alternatywne, jednak mimo braku przekonujących analiz wyraźnie wypowiedzieli się tylko za jedną z nich - EJ, co zostało potwierdzone stosowaną uchwałą Rady Ministrów⁴⁹. Jej treść wskazuje, że w zakresie budowy nowych mocy rząd dostrzega rozwiązanie tylko w energetyce jądrowej, o energetyce wiatrowej nie wspominając nigdzie w treści uchwały. Wiele wskazuje na to, że rząd jest silnie „zafiksowany” na energetykę jądrową i nie dostrzega ani nie rozważa żadnych alternatyw.

Jakościową ilustracją olbrzymich rozbieżności co do roli MFW w krajowej energetyce i oceny konkurencyjności MFW i EJ, zarówno w bilansach energetycznych, jak i ubieganiu się o względy w polityce energetycznej, jest rys. 5.1

Wykres nie jest nową prognozą rozwoju MFW i EJ do 2030 roku. Uwzględnia jednak prognozę PEP do 2030 roku i porównuje ją do założeń niniejszego studium do 2020 roku (pierwsze inwestycje EJ i MFW do 2020 roku), wraz z hipotetycznym (teoretycznie jednak możliwym) założeniem, że w okresie do 2030, obliczany w niniejszej pracy cykl inwestycji z lat 2016-2020 zostanie powtórzony w strefie przybrzeżnej i na północy kraju w okresie 2026-2030, przy podobnych kosztach. Takie założenie powoduje że udziały zarówno EJ i MFW rosłyby w tym samym tempie i w ten sam sposób. Gdyby tak było, już w 2020 roku udział MFW i EJ sięgałby 13% w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną brutto. Ten scenariusz dawałby prawie dwukrotnie większy udział energii z EJ niż planowany z PEP 2030, z uwagi na fakt, że wyznaczony przez rząd inwestor, pragnąc skorzystać z efektu skali, planuje około dwukrotnie większą moc pierwszej EJ. MFW nie występują w bilansach pokrycia potrzeb energetycznych w PEP 2030, ale przy założeniach niniejszej pracy, które, jak starano się wykazać, są możliwe do praktycznej realizacji, już w 2020 roku miałyby wydajność i udział 6-krotnie większe niż założone w KPD oraz 3-krotnie większe niż lądowe farmy wiatrowe uwzględnione w PEP 2030. Jednak już w 2020 roku dość trudno wyobrazić sobie łączny udział EJ i MFW w krajowym zapotrzebowaniu na energię elektryczną brutto przekraczający 26% i sumaryczny wysiłek inwestycyjny. Sytuacja stałaby się jeszcze bardziej skomplikowana w 2030 roku, gdyby chciał zrealizować „drugą hipotetyczną rundę” analizowanych inwestycji w MFW i EJ. Udziały każdej z technologii sięgałyby po 21% czyli łącznie MFW i EJ dostarczałyby 42% energii elektrycznej brutto. Warto zatem postawić dodatkowe pytanie, czy w przypadku każdej z technologii oddzielnie byłoby to możliwe. Na wykresie przedstawiono także, w celach poglądowych, scenariusz rozwoju energetyki wiatrowej (lądowej i morskiej) według scenariusza Energy Revolution dla Polski z 2008 roku⁵⁰. Biorąc pod uwagę wykonane zawarte w nim symulacje makroekonomiczne dla całego systemu oraz wykonane obecnie analizy mikroekonomiczne dla konkretnych inwestycji oraz ich wyniki, można postawić tezę, że jest to w pełni możliwe. Trudno jednak taką tezę, w świetle wyników niniejszej pracy, a w szczególności kosztów i związanym z nimi ryzykiem, postawić w stosunku do EJ.

Kwestie te wymagają poważnej refleksji tym bardziej, że zwłaszcza w okresie 2020-2030 każda z technologii natrafiłaby na podobne ograniczenia infrastrukturalne, w tym sieciowe (więcej na ten temat w rozdziale 4, w części dotyczącej kosztów przyłączenia EJ i MFW do sieci), wzmacniane rozwojem drugiej technologii. Kluczowym jest jednak przesądzenie tempa rozwoju każdej z nich już w najbliższych latach, w kontekście konieczności oddawania nowych mocy w energetyce i realizacji w Polsce polityki klimatycznej UE.

W świetle wyników analiz w rozdziale 4 i 6 oraz wyników badań ekonomicznych i powyższych rozważań, brak odpowiedniego uwzględnienia rozwoju MFW w polityce energetycznej Polski można nazwać nie tylko niewykorzystaniem potencjału, a wręcz niezrozumiałym marnowaniem krajowego potencjału zasobów energetycznych i niewykorzystaniem bieżących możliwości gospodarczych.

6. Skutki socjoekonomiczne. Potencjał tworzenia miejsc pracy w morskiej energetyce wiatrowej w Polsce

Budowa klastra morskich farm wiatrowych o ekwiwalentnej, w stosunku do planowanej pierwszej EJ, rocznej wydajności energetycznej, generuje łącznie niemal dwukrotnie większe możliwości zatrudnienia (powyżej 9 tysięcy miejsc pracy) niż energetyka jądrowa. W około 60% przypadków dla MFW można uznać te miejsca pracy za trwałe. Nawet jeśli zostanie przyjęty najbardziej optymistyczny dla energetyki jądrowej wariant projekt budowy morskich farm wiatrowych generuje łącznie większe możliwości zatrudnienia.



Potencjał tworzenia miejsc pracy w morskiej energetyce wiatrowej w Polsce

Morska energetyka wiatrowa jest stosunkowo młodą branżą przemysłu energetyki odnawialnej. Pierwsze programy rozwoju (niemiecki, brytyjski, duński) pojawiły się przed około 10 laty, a w ślad za nimi zrealizowano inwestycje o charakterze pilotażowym. Jednakże dopiero od około 3 lat można mówić o intensywnym rozwoju rynku i znaczącym wzroście inwestycji. W związku z tym ilość informacji na temat rzeczywistego wpływu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na rozwój rynku pracy jest jeszcze stosunkowo niewielka. Z pewnością wpływ ten można określić jako nie mniejszy niż wywierany przez energetykę wiatrową lądową. **Informacje pochodzące np. z Niemiec wskazują, że zwłaszcza w pierwszej fazie realizacji programów morskiej energetyki wiatrowej, tworzy ona więcej miejsc pracy niż energetyka wiatrowa lądowa i wywiera silniejszy wpływ na rozwój regionów oraz niektórych gałęzi przemysłu.** Ocenia się, że pod koniec 2009 roku w branżach związanych z morską energetyką wiatrową pracowało w Niemczech 6500 osób, z czego 6000 zatrudnionych zostało w latach 2008-2009⁵¹.

Do oszacowania liczby miejsc pracytworzonych przez sektor energetyki wiatrowej w Europie używany jest często podział na pięć obszarów zatrudnienia:

1. Produkcja turbin wiatrowych bezpośrednio: obejmuje firmy zajmujące się wytwarzaniem urządzeń i ich komponentów wyłącznie na potrzeby energetyki wiatrowej.
2. Produkcja turbin wiatrowych pośrednio: obejmuje miejsca pracy utworzone dla celów produkcji komponentów dla turbin wiatrowych poza firmami działającymi wyłącznie na rzecz energetyki wiatrowej (np. u producentów kabli lub konstrukcji stalowych).
3. Instalacja: obejmuje miejsca pracy przy budowie farmy wiatrowej;
4. O&M; (ang. Operation and Maintenance): miejsca pracy związane z eksploatacją, obsługą i serwisowaniem zainstalowanych turbin wiatrowych.
5. Inne obszary: grupa obejmuje miejsca pracy tworzone u niezależnych producentów energii (IPP), w przedsiębiorstwach sieciowych, firmach konsultingowych, instytucjach finansujących oraz w sektorze badawczo-rozwojowym.

Wskaźniki tworzenia miejsc pracy dla wyżej wymienionych grup przedstawiono w tabeli 6.1.

Tab. 6.1 Nowe miejsca pracy tworzone w gospodarce na skutek rozwoju energetyki wiatrowej. Źródło: „Wind at Work. Wind energy and job creation in the EU”, EWEA, 2009.

Obszar zatrudnienia	Liczba miejsc pracy/MW mocy zainstalowanej w ciągu roku	Liczba miejsc pracy/MW całkowitej mocy zainstalowanej
Produkcja EW bezpośrednio	7,5	
Produkcja EW pośrednio	5	
Instalacja	1,2	
O&M		0,33
Inne	1,3	0,07

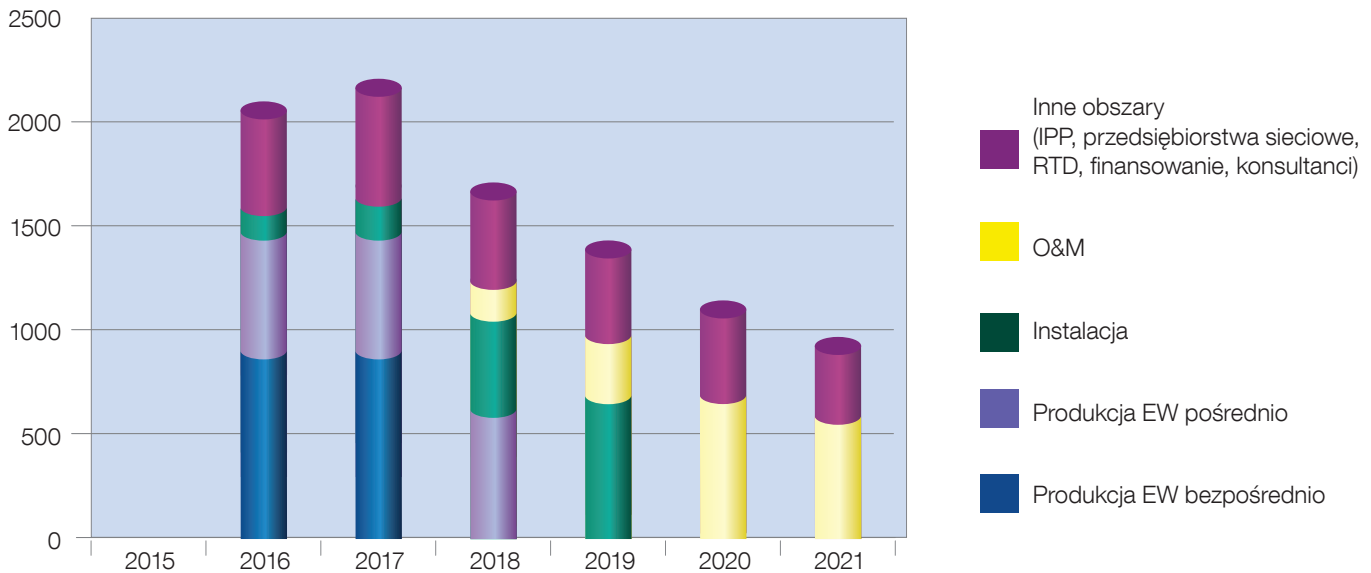
Wskaźniki te przyjmuje się zarówno dla sektora lądowej, jak i morskiej energetyki wiatrowej, wskazując jednakże, że morska energetyka wiatrowa wygeneruje prawdopodobnie wyższe zatrudnienie w sektorze instalacji oraz obsługi funkcjonujących farm wiatrowych. Bazując na wskaźnikach z tabeli 6.1 EWEA podaje, że rozwijająca się morska energetyka wiatrowa będzie zatrudniać w Europie około 150 tys. osób w roku 2020, a w roku 2025 liczba zatrudnionych w tym sektorze będzie wyższa niż w lądowej energetyce wiatrowej.

Dla potrzeb niniejszej pracy przyjęto metodykę zaproponowaną przez EWEA, wprowadzając współczynniki korekcyjne uwzględniające możliwości polskich firm w zakresie dołączenia do rynku europejskiego w poszczególnych obszarach oraz możliwą dynamikę tworzenia miejsc pracy w trakcie budowy morskich farm wiatrowych o mocy 5 700 MW w latach 2016-2020. Należy podkreślić, że ze względu na wpływ, jaki realizacja takiego scenariusza miałaby na gospodarkę, nie można traktować go jak pojedynczej inwestycji. Zainstalowanie turbin wiatrowych o mocy 5 700MW, oznacza w praktyce utworzenie nowego działu gospodarki, powstanie szeregu nowych firm lub rozwój już istniejących na potrzeby morskiej energetyki wiatrowej. Także późniejsza eksploatacja farm wiatrowych na taką skalę wymagać będzie znaczącego zatrudnienia, a sektor ten musi być w Polsce zbudowany od podstaw.

Do obliczeń przyjęto następujące założenia (rys. 6.2):

1. Nowe miejsca pracy w sektorze bezpośredniej i pośredniej produkcji elektrowni wiatrowych tworzone będą w pierwszej fazie realizacji inwestycji lub nawet w latach poprzedzających. Oceniając możliwy udział przedsiębiorstw polskich w dostawach komponentów i sprzętu, przyjęto wskaźniki na poziomie 10% zaproponowanych przez EWEA.
2. Ilość miejsc pracy w sektorze instalacji będzie stopniowo rosła wraz z realizacją inwestycji. W początkowej fazie większość prac wykonywana będzie przez wyspecjalizowane i doświadczone firmy zagraniczne, jednak docelowo firmy polskie (bezpośrednio lub jako podwykonawcy) mogą przejąć do 50% rynku instalacyjnego.
3. Miejsca pracy w sektorze obsługi działających farm wiatrowych będą pojawiać się stopniowo w miarę uruchamiania kolejnych etapów projektu. **Docelowo po roku 2020 można przyjąć, że cała obsługa i serwisowanie pracujących farm wiatrowych odbywać się będzie z terenu Polski, ze względu na możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury portowo-przemysłowej i korzystną odległość od miejsca lokalizacji turbin.**
4. W innych obszarach miejsca pracy powstaną głównie w pierwszej fazie realizacji inwestycji lub przed nią (rozwój projektu, prace przygotowawcze, zapewnienie finansowania). Jednak również w w następnym latach pojawi się zapotrzebowanie na pracowników, także w takich sektorach jak eksploatacja morskich sieci elektroenergetycznych, monitoring farm wiatrowych, czy sektor badawczo-rozwojowy.

Według oszacowań Scottish Renewables, w wyniku realizacji na wodach wokół Szkocji inwestycji w morskie farmy wiatrowe, powstanie do 2020 roku 20 000 miejsc pracy. Inwestycje te mogą też pośrednio doprowadzić do powstania dalszych 20 000 miejsc pracy w innych sektorach. Wzdłuż wybrzeży Szkocji wyznaczono lokalizacje dla morskich farm wiatrowych o mocy 20 000 MW.



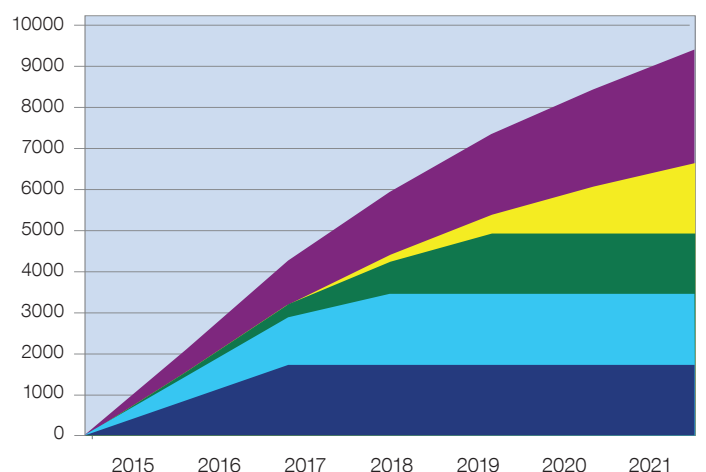
Rys. 6.2 Nowe miejsca pracy tworzone w ciągu roku dzięki rozwojowi morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Po przyjęciu powyższych założeń uzyskano wyniki wskazujące, że po roku 2020 zatrudnienie w sektorze morskiej energetyki wiatrowej może przekroczyć w Polsce 9000 osób. Około 60% z tych miejsc pracy można uznać za trwałe. Dotyczy to zwłaszcza sektora obsługi farm wiatrowych, gdzie zapotrzebowanie na fachowy personel będzie się utrzymywało lub rosło w całym okresie eksploatacji. Także sektor produkcji urządzeń oraz instalacji ma szansę utrzymania wysokiego poziomu zatrudnienia, ze względu na możliwości eksportu towarów i usług do innych krajów rozwijających morską energię wiatrową. Scenariusze przedstawione w rozdziale 4 pokazują, że po roku 2020 na Bałtyku nastąpi zintensyfikowanie rozwoju energetyki wiatrowej. Doświadczenie zdobyte przy realizacji inwestycji krajowych pozwoli polskim firmom na przejęcie znaczących udziałów w tym rynku.

Zapotrzebowanie na pracowników

Morska energetyka wiatrowa charakteryzuje się zapotrzebowaniem na pracowników z bardzo różnorodnych branż. Przegląd typowych profili zapotrzebowania na pracowników przedstawiono w tabeli 6.4. Uwzględniono wyłącznie specjalności typowe dla morskiej energetyki wiatrowej, choć oczywiście w każdym z wymienionych typów przedsiębiorstw istnieje zapotrzebowanie na personel pomocniczy: specjalistów ds. finansów, sprzedaży, marketingu itp. Potencjalni pracodawcy poszukują zwłaszcza inżynierów z obszaru budownictwa i elektroenergetyki, jednakże inne grupy zawodowe mogą też liczyć na zatrudnienie w obszarze budowy i eksploatacji morskich farm wiatrowych. Należy jednak stwierdzić, że morska energetyka wiatrowa jest sektorem stosunkowo „wymagającym” i nawet w porównaniu z lądową energetyką wiatrową, oferuje niewiele miejsc pracy dla pracowników niewykwalifikowanych lub słabo wykwalifikowanych. Jest to spowodowane specyfiką pracy na morzu, gdzie nawet pracownicy fizyczni (monterzy, serwisanci) muszą posiadać odpowiednie

umiejętności, a także przeszkolenie oraz uprawnienia potwierdzające kwalifikacje do pracy w warunkach morskich. Ocenia się, że brak odpowiednio wykwalifikowanej kadry może być jedną z poważniejszych przeszkód w realizacji ambitnych planów krajów UE w zakresie rozwoju morskiej energetyki wiatrowej. Obecnie do prac budowlano-montażowych i serwisowych wykorzystuje się w znacznym stopniu pracowników, którzy doświadczenie zdobyli w sektorze wydobywania na morzu ropy i gazu, jednak, o ile plany rozwoju morskiej energetyki wiatrowej będą konsekwentnie wdrażane, ich ilość już w ciągu 2-3 lat stanie się niewystarczająca w stosunku do zapotrzebowania. Stąd też ważnym elementem rozwoju rynku morskiej energetyki wiatrowej jest rynek edukacji i szkoleń. Tabela 6.4 uwzględnia tylko oczekiwane profile zawodowe pracowników zatrudnionych w branży energetyki wiatrowej. Dodatkowo należy spodziewać się wzrostu zapotrzebowania na pracowników w sektorach wytwarzających sprzęt używany do montażu i obsługi turbin wiatrowych, np. statki



Rys. 6.3 Całkowita liczba zatrudnionych w branżach związanych z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Energetyka wiatrowa to młody sektor gospodarki.

Według ankiety przeprowadzonej w 2010 roku wśród czytelników czasopisma „Wind Power Monthly”, połowa osób na stanowiskach kierowniczych ma poniżej 40 lat. Przeciętna roczna płaca wśród respondentów wynosiła w Europie 63 867 EUR, a w Ameryce Północnej 94 978 EUR.

i dźwigi. **Możliwości zatrudnienia wykwalifikowanych specjalistów pojawią się, w szczególności, w sektorze stoczniowym, ze względu na duże zapotrzebowanie morskiej energetyki wiatrowej na różnego typu jednostki montażowe i transportowe.**

Wpływ rozwoju morskiej energetyki wiatrowej na wybrane gałęzie przemysłu i gospodarkę regionu

Realizacja scenariusza budowy farm wiatrowych na Bałtyku o mocy 5 700 MW, przy przyjętych dla celów niniejszego opracowania kosztach inwestycyjnych, oznacza, że obroty sektora morskiej energetyki wiatrowej związane z produkcją urządzeń i ich eksploatacją (bez uwzględnienia wartości sprzedaży energii wyprodukowanej w MFW) wyniosą w latach 2015-2020 14,3 mld EUR. Przyjmując konserwatywne założenie, że tylko 25% urządzeń i usług dostarczane będzie przez krajowe firmy, polski rynek zanotuje w tym okresie obroty na

poziomie 3,6 mld EUR. Równocześnie powstanie znaczący popyt na usługi w zakresie obsługi i serwisowania morskich farm wiatrowych. Obroty tego rynku w całym okresie funkcjonowania farmy wiatrowej to około 390 mln EUR rocznie (ponad milion EUR dziennie). Przy założeniu, że tylko połowa usług i dostaw związanych z tym rynkiem wykonywanych będzie przez polskie przedsiębiorstwa, roczne obroty po roku 2020 mogą sięgnąć 800 mln zł.

Polskie firmy mogą z powodzeniem operować na rynku produkcji podzespołów dla sektora morskiej energetyki wiatrowej. Przy czym ich głównym atutem jest nie tylko jakość, ale i dogodna lokalizacja zakładów produkcyjnych w zakresie dostaw, co daje im dużą przewagę w stosunku do konkurencyjnych firm azjatyckich. Nakłady poniesione w procesie budowy turbin oraz ich transportu w miejsce przeznaczenia stanowią aż 49% całkowitych kosztów inwestycyjnych. Najbardziej korzystne wydaje się więc

Tab. 6.4 Profile zapotrzebowania na pracowników w podstawowych typach przedsiębiorstw działających na rynku energetyki wiatrowej⁵².

Typ przedsiębiorstwa	Obszar działalności	Zapotrzebowanie na pracowników
Producent turbin wiatrowych lub ich komponentów	Wytwarzanie turbin wiatrowych, łącznie z produkcją głównych komponentów oraz montowniami	<ul style="list-style-type: none"> wysoko wykwalifikowani specjaliści z zakresu inżynierii materiałowej, elektrycznej, mechanicznej i chemicznej, zatrudnieni przy zadaniach o charakterze badawczo-rozwojowym, projektowaniu oraz zarządzaniu procesami produkcji i kontroli jakości wykwalifikowani pracownicy fizyczni zatrudnieni w procesie produkcji turbin wiatrowych eksperti ds. bezpieczeństwa i jakości personel techniczny wyspecjalizowany w obsłudze i naprawach turbin wiatrowych
Firma developerska	Zarządzanie procesem przygotowania budowy farmy wiatrowej (planowanie, pozyskiwanie pozwoleń)	<ul style="list-style-type: none"> pracownicy zarządzający projektem od strony inżynierskiej i ekonomicznej projektanci farm wiatrowych i infrastruktury towarzyszącej specjaliści ds. ochrony środowiska, analizujący wpływ farmy wiatrowej na środowisko morskie meteorolodzy i klimatolodzy przygotowujący prognozy produkcji energii oraz analizy dotyczące warunków pracy farmy wiatrowej prawnicy i ekonomiści analizujący zagadnienia prawne i finansowe związane z przygotowaniem projektu
Firma instalacyjna lub z obszaru obsługi i eksploatacji	Budowa farmy wiatrowej, Nadzór techniczny nad funkcjonowaniem instalacji, Serwis i naprawy	<ul style="list-style-type: none"> wykwalifikowany personel techniczny do obsługi i napraw turbin wiatrowych, przeszkolony do prac na morzu inżynierowie o specjalnościach budowlanych i elektrycznych do nadzoru prac budowlano-montażowych specjaliści ds. logistyki i transportu elementów wielkogabarytowych, w tym załadunku na statki i transportu morskiego załogi statków przewożących na farmę wiatrową elementy konstrukcyjne oraz personel instalacyjny i serwisantów elektrycy personel techniczny doświadczony i przeszkolony w zakresie instalacji morskich farm wiatrowych i pracy na dużych wysokościach (np. operatorzy dźwigów, monterzy, spawacze) piloci śmigłowców oraz ich załogi, przeszkolone w zakresie prac wykonywanych z użyciem śmigłowca nurkowie wyspecjalizowani w pracach podwodnych
IPP, operator farmy wiatrowej	Eksploatacja farmy wiatrowej, Sprzedaż wyprodukowanej energii	<ul style="list-style-type: none"> inżynierowie o specjalnościach elektrycznych, budowlanych oraz z zakresu ochrony środowiska, do nadzoru i zarządzania eksploatacją farmy wiatrowej personel techniczny do obsługi i serwisowania farmy wiatrowej (o ile usługa nie jest zlecona podwykonawcy) eksperti ds. bezpieczeństwa obsługa sprzedaży energii elektrycznej meteorolodzy dokonujący oceny przewidywanych dostaw energii elektrycznej z farmy wiatrowej oraz prognoz pogody dla celów planowania czynności obsługowych (o ile usługa nie jest zlecona firmie specjalistycznej) personel IT obsługujący komunikację z farmą wiatrową i systemy monitoringu załogi statków i śmigłowców umożliwiających komunikację z farmą wiatrową (w niektórych wypadkach)
linne: firmy konsultingowe, prawnicze, finansowe, ubezpieczeniowe, B+R	Różnorodne usługi o charakterze specjalistycznym związane z funkcjonowaniem farmy wiatrowej	<ul style="list-style-type: none"> personel IT meteorolodzy prognozujący produktywność farmy wiatrowej i analizujący warunki wiatrowe w danej lokalizacji personel inżynierski o specjalnościach z zakresu aerodynamiki i CFD oraz innych zagadnień badawczych specjaliści z zakresu ochrony środowiska i ochrony przyrody eksperti ds. zagadnień polityki energetycznej eksperti z zakresu socjoekonomii i komunikacji społecznej prawnicy, wyspecjalizowani w zakresie prawa morskiego, energetycznego i ochrony środowiska ekonomiści specjaliści ds. marketingu specjaliści ds. szkoleń

zlokalizowanie zakładów produkcyjnych na terenach portowych, relatywnie blisko miejsca budowy farmy, oraz umożliwienie wykonania większości prac budowlanych na lądzie. Wymaga to jednak przystosowania portów do budowy wielkogabarytowych elementów turbin, a także umożliwienia wpywania dużym statkom transportującym gotowe moduły. Polska posiada potencjał, który mógłby być wykorzystany w naszym kraju (budowa farm wiatrowych w polskiej strefie ekonomicznej) z uwagi na krótki dystans między portem a potencjalnym miejscem budowy farmy wiatrowej. **Polskie porty i stocznie mogłyby także świadczyć usługi dla przemysłu morskiej energetyki wiatrowej w innych krajach basenu Morza Bałtyckiego, zwłaszcza po 2020 roku.** Doskonałym przykładem dla polskich obszarów portowych może być Bremerhaven. Jest to miasto zlokalizowane w stosunkowo bliskim sąsiedztwie obszarów niemieckiej części Morza Północnego, które zostały przeznaczone pod rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Posiada znaczne know-how związane z technologiami morskimi oraz potencjał ludzki wyspecjalizowany w przemyśle ciężkim i stoczniowym, a także projektowaniu i wytwarzaniu konstrukcji instalowanych na morzu. Jednym z celów władz Bremerhaven jest utrzymanie pozycji lidera w północno-zachodniej części Niemiec, jako centrum kompetencyjnego oraz produkcyjnego, obsługującego sektor morskiej energetyki wiatrowej. Ocenia się, że jak dotąd Bremerhaven przyciągnęło ponad połowę z niemieckich inwestycji w morską energetykę wiatrową na Morzu Północnym. Należy podkreślić, że sukces tamtejszego regionu jest wynikiem koncentracji kompetencji i kooperacji pomiędzy wszystkimi zainteresowanymi sektorami (przemysł, samorząd, nauka, edukacja). W ciągu 3 lat, dzięki rozwojowi morskiej energetyki wiatrowej, w regionie powstało 1 200 nowych miejsc pracy. Kluczowe znaczenie miało myślenie strategiczne i odpowiednio wczesne przygotowanie bazy pod inwestycje, które spowodowało, że w momencie intensyfikacji niemieckich działań w zakresie energetyki wiatrowej na morzu, oferta Bremerhaven była najbardziej atrakcyjna. **Ocenia się, że 1% nakładów inwestycyjnych w przypadku morskiej farmy wiatrowej wiąże się z wykorzystaniem terenów portowych, co w przypadku realizacji scenariusza 5 700 MW mocy zainstalowanej w Polsce oznacza obroty rzędu 150 mln EUR.**

Wśród gałęzi przemysłu, które mogą stać się najważniejszymi beneficjentami rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, należy przede wszystkim wymienić przemysł stoczniowy i elektromaszynowy. Morska energetyka wiatrowa generuje znaczący popyt na specjalistyczne usługi stoczniowe w zakresie budowy jednostek do transportu, montażu i serwisowania morskich turbin wiatrowych. **Zapotrzebowanie rynku europejskiego w tym zakresie szacuje się obecnie na 20-30 dużych statków do montażu turbin wiatrowych oraz 100 mniejszych jednostek serwisowych różnych typów.** Koszt budowy jednostki III generacji do montażu morskich turbin wiatrowych to około 150-200 mln EUR.

Już obecnie polskie firmy z sektora stoczniowego i elektromaszynowego świadczą usługi na rzecz morskiej energetyki wiatrowej:

- Stocznia CRIST w Gdyni, w latach 2009-2010, wykonała konstrukcję platformy montażowej THOR. Obecnie realizuje na zlecenie

Hochtief kontrakt na budowę jednostki III generacji typu BELUGA (wartość kontraktu to około 200 mln EUR).

- Aarsleff w Świnoujściu – firma dostarcza konstrukcje betonowe dla potrzeb morskiej energetyki wiatrowej, m.in. konstrukcje fundamentów dla farmy wiatrowej Lillgrund.
- Energomontaż Gdynia – dostawca konstrukcji stalowych, m.in. obudowy transformatora dla farmy wiatrowej Rødsand.
- Spomasz Żary – dostawca konstrukcji stalowych.
- Także Stocznia Gdańska uruchomiła w 2010 roku linię do produkcji wież turbin wiatrowych. Elementy systemów sterowania i komponenty elektryczne produkują w Polsce KK Electronics i ABB.
- Realizacja ambitnych programów budowy morskich farm wiatrowych na polskich obszarach morskich może spowodować zwiększenie zatrudnienia jak i mocy produkcyjnych w już istniejących zakładach



Foto: ©Greenpeace / Dean Sewell



Foto: ©Greenpeace/ Kate Davison

Zatrudnienie w sektorze energetyki jądrowej

Pod względem zatrudnienia budowę elektrowni jądrowej o mocy 3 000 MW, trudno jest porównać z inwestycjami w morską energetykę wiatrową o mocy 5 700 MW. W szczególności dlatego, że dostępne publikacje nie dotyczą budowy pierwszej elektrowni w danym kraju, a statystyki i prognozy odnoszą się raczej do szeroko zakrojonych programów inwestycyjnych (np. budowa 70 elektrowni jądrowych w USA, z czego 25 po 2024 roku). Wymienia się tu trwałe miejsca pracy utworzone:

- w fazie przygotowania i konstrukcji elektrowni (tzw. CIM, ang. construction, installation and manufacturing) wiążące się z zatrudnieniem osób w procesie produkcji części i elementów składowych elektrowni, jak również w procesie projektowania i budowy elektrowni;
- w fazie normalnego funkcjonowania elektrowni w systemie (O&M), związane z obsługą i konserwacją elektrowni.

Według INEEL⁵², w fazie CIM wskaźnik nowo utworzonych miejsc pracy wynosi 0,42/MW, a dla fazy O&M 0,78/MW. Wskaźniki te sugerują, że w elektrowni jądrowej o mocy 3000 MW, w całym cyklu życia:

- w fazie przygotowania i konstrukcji zatrudnionych będzie około 1260 osób;
- w fazie normalnego funkcjonowania zatrudnionych będzie 2340 osób. Wskaźnik ten uwzględnia jednak pełne zatrudnienie, także tzw. wtórne, oraz miejsca pracy, które zostaną utworzone w innych krajach, np. przy wydobyciu i transporcie paliwa.

Jedną z opublikowanych analiz na temat zatrudnienia w energetyce jądrowej została przygotowana na podstawie danych dla amerykańskiej elektrowni jądrowej Indian Point w Buchanan⁵³, która zatrudnia 1683 pracowników w dwóch blokach zbudowanych w 1974 i 1975 roku. Całkowita moc elektrowni to 2 090 MW, a więc zatrudnienie wynosi 0,81 osoby/MW. Jest to wskaźnik stosunkowo wysoki, co spowodowane jest prawdopodobnie faktem zastosowania w niej

przestarzałych już konstrukcji reaktorów.

W analizie przedstawiono wpływ elektrowni na rynek pracy w regionie będącym w bezpośrednim sąsiedztwie elektrowni, dzieląc miejsca pracy na:

- bezpośrednie (mieszkańców regionu zatrudnionych w elektrowni);
- pośrednie (zatrudnienie lokalnych firm świadczących usługi dla elektrowni);
- wtórne (ang. induced, wynikające ze zwiększonych dochodów gospodarstw domowych spowodowanych przychodami wygenerowanymi przez elektrownię).

Według wcześniejszych analiz wykonanych za zlecenie Fundacji Bölla⁵⁴ i Greenpeace⁵⁵ liczba osób zatrudnionych przy eksploatacji elektrowni jądrowej może wynosić 0,25-0,33 osoby na MW, a więc 750-960 osób. Te same źródła podają, że w fazie budowy zatrudnionych może być 4 000-4 800 osób. Znacząca część (do 50%) kadry pochodzić może z zagranicy, choć w fazie budowy stosunek ten może być korzystniejszy, ze względu na doświadczenia polskich firm z budowy elektrowni Olkiluoto w Finlandii. Także trwałość miejsc pracy utworzonych w okresie budowy elektrowni jądrowej budzi wątpliwości wobec niejasnej przyszłości tego sektora w Europie i ograniczonych możliwości eksportu usług. Brak jednak w warunkach europejskich kompleksowych analiz sektorowych dla energetyki jądrowej przeprowadzanych według metodologii zbliżonej do stosowanej dla odnawialnych źródeł energii, które pozwoliłyby na dokonanie zestawień. W szczególności należy podkreślić, że kategoria wtórnych miejsc pracy, nie związanych bezpośrednio z technologią, a ze wzrostem siły nabywczej ludności, nie jest rozważana ilościowo w znanych analizach dotyczących energetyki wiatrowej i należy wyłączyć ją z porównań. Znane są przypadki obszarów portowych (Bemærhaven, Rostock oraz porty brytyjskie, np. Great Yarmouth i Lovestoft), do których znacznym impulsem rozwojowym stała się morska energetyka wiatrowa, bez wątpienia generując także wtórne miejsca pracy i mająca wpływ na rozwój regionu.

Tab. 6.5 Zestawienie miejsc pracy powstałych w wyniku wybudowania morskich farm wiatrowych o mocy 5 700 MW oraz inwestycji w 3 000 MW elektrownię jądrową.

Miejsca pracy	Morskie farmy wiatrowe	Elektrownia jądrowa
W fazie konstrukcji elektrowni	7640 ⁵⁶	1260-4800
W fazie eksploatacji	1710 ⁵⁷	750-2340
Razem	9350	2010-7140

Jak wynika z zestawienia w tabeli 6.5, nawet jeśli zostanie przyjęty najbardziej optymistyczny dla energetyki jądrowej wariant, projekt budowy morskich farm wiatrowych generuje łącznie większe możliwości zatrudnienia. Potwierdza to zresztą „Prognoza oddziaływania na środowisko Programu Polskiej Energetyki Jądrowej”, gdzie maksymalne zatrudnienie w czasie budowy określono na 4 000 osób, a w czasie eksploatacji na 2 500 osób. Realizacja inwestycji w morską energetykę wiatrową to nie tylko budowa konkretnych instalacji, ale także tworzenie nowego sektora gospodarki i trwałych miejsc pracy z możliwością eksportu towarów i usług.

7. Podsumowanie i rekomendacje



Konieczne jest utworzenie stanowiska ministra konstytucyjnego w randze sekretarza stanu, odpowiedzialnego za transformację polskiej energetyki na taką, która będzie oparta na odnawialnych źródłach energii i efektywności energetycznej. (...) Niezbędna jest rewizja i aktualizacja polityki energetycznej Polski do 2030 z wyraźnym uwzględnieniem wkładu morskich farm wiatrowych w krajowy bilans energetyczny już do 2020 roku i w kolejnej dekadzie. (...) Program Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) musi zostać poddany krytycznej rewizji, a w razie negatywnej weryfikacji należy odstąpić od jego realizacji.

Podsumowanie

W pracy dokonano porównania pod względem kosztów i korzyści społecznych dwóch niskoemisyjnych technologii energetycznych: elektrowni jądrowych (EJ) i morskich farm wiatrowych (MFW). Mają one podobny potencjał energetyczny i obecnie mieszczą się w podobnym paśmie kosztów, ale do dalszego rozwoju wymagają wsparcia politycznego i zaangażowania administracji państwowej oraz regionów i samorządów lokalnych na terenie których będą lokalizowane, wraz z niezbędną, służącą wyprowadzeniu mocy, infrastrukturą. Chodzi o wielkoskalowe technologie energetyczne oraz narodowe projekty infrastrukturalne, dla których istotnym czynnikiem jest zaangażowanie państwa.

Technologie te znajdują się na różnych etapach rozwoju. MFW są na etapie dynamicznego rozwoju z tendencją do spadku kosztów, podczas gdy EJ po krótkim okresie renesansu weszły także, z przyczyn kosztowych, w etap stagnacji, a nawet schyłku. Żadna z nich nie może jednak w najbliższej dekadzie intensywnie rozwijać się w Polsce zupełnie samodzielnie i na w pełni rynkowych zasadach. Jeżeli obie będą rozwijane w tym samym czasie, będą zdobywać swoje udziały w tzw. miksie energetycznym na zasadzie kosztów krańcowych, jako technologie o najwyższych kosztach w pierwszym okresie. Są to jednak technologie w niewielkim zakresie komplementarne w systemie energetycznym, stanowiące w praktyce wzajemną konkurencję.

Wobec wyzwań związanych m.in. z pakietem klimatycznym UE oraz coraz bardziej realnym deficytem energii elektrycznej już w najbliższych latach, decyzja o rozwoju energetyki jądrowej w Polsce została już podjęta i jest realizowana. U podstaw decyzji stawiającej na energetykę jądrową i oznaczającej przyjęcie do realizacji Polskiego Programu Rozwoju Energetyki Jądrowej (PPEJ), stało kilka przesłanek, wśród których czynnikiem kosztów i opłacalności ekonomicznej, choć nie był przedmiotem głębszych i bardziej wnikliwych analiz, był jednym z dominujących. Decyzja o rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w ramach obecnie realizowanej polityki energetycznej nie została podjęta i nie ma własnego programu rozwoju, przez co pozostaje

technologią w zawieszaniu. Podobne dylematy w innych krajach zostały rozstrzygnięte w zgoła odmienny sposób, tak jak w przypadku decyzji rządu niemieckiego z 31 maja 2011 roku o wycofaniu się z rozwoju energetyki jądrowej

Nieproporcjonalne, znacznie silniejsze wsparcie w danym okresie przez państwo jednej z technologii kosztem drugiej powoduje silne zaburzenie na rynku i może doprowadzić wręcz do całkowitego zablokowania możliwości rozwoju tej drugiej (MFW), nawet jeśli okazuje się być tańsza. Z taką sytuacją mamy obecnie do czynienia w Polsce, gdzie nieproporcjonalnie silne wsparcie energetyki jądrowej decyzjami finansowymi i legislacyjnymi blokuje możliwość szybszego rozwoju morskiej energetyki wiatrowej.

U podstaw przeprowadzonych analiz leży teza, że w wyniku uzyskania silnego wsparcia politycznego, droższa i bardziej ryzykowna inwestycyjnie energetyka jądrowa może w sposób uprzywilejowany skuteczniej konkurować na koncesjonowanym i regulowanym rynku energii z morską energetyką wiatrową oraz opóźnić jej wejście na rynek, ale wręcz wypierać ją skutecznie z rynku w dłuższym okresie. Działanie państwa jako „pierwszego” właściciela projektów powoduje poważne zakłócenie na rynku, wpływające nie tylko na możliwości rozwoju (lub ich brak) obu analizowanych bezpośrednio w niniejszej pracy technologii, ale także na pozostałe składniki bilansu energetycznego i kierunki rozwoju infrastruktury. Dlatego w analizie kosztów makroekonomicznych takich przedsięwzięć łatwo o efekt mnożnikowy w stosunku do wyników analiz w rachunku mikroekonomicznym.

Przy przyjętych w pracy założeniach, wyniki przeprowadzonych analiz mikroekonomicznych potwierdzają powyższą tezę. **Klaster MFW budowany w obecnej dekadzie pozwala na uzyskanie energii elektrycznej w cenie 104 EUR/MWh, czyli o kilka procent niższej w stosunku do energii z EJ (110,3 EUR/MWh), przy całkowitych nakładach inwestycyjnych rządu 14,3, czyli o kilkanaście procent niższych w stosunku do inwestycji w EJ (16,2 mld EUR).** Co więcej, po stronie EJ istnieje bardzo duże ryzyko dalszego wzrostu kosztów, natomiast

po stronie MFW silne przesłanki, że cena energii będzie niższa od obliczonej. Dobitnie potwierdza to wykonana w niniejszej pracy analiza wrażliwości zmiany kosztu energii w zależności od takich istotnych kosztowo parametrów jak wysokość nakładów inwestycyjnych czy współczynnik wykorzystania mocy. Z pewnością można mówić o przecięciu się krzywych kosztów obu technologii właśnie w tym miejscu. **MFW mają duże rezerwy obniżenia kosztów produkowanej energii, podczas gdy najbardziej prawdopodobne kierunki zmian badanych parametrów inwestycyjnych i eksploatacyjnych będą popychały koszty energii z EJ w górę.** Niezwykle trudno byłoby założyć, że nożyce kosztów dla MFW i EJ nie będą się dalej szybko rozwierać na korzyść MFW, w sytuacji występowania w energetyce jądrowej, potwierdzonej już empirycznie w dłuższym okresie, tzw. „odwrotnej” krzywej uczenia się jeśli chodzi o kierunek zmian wysokości nakładów inwestycyjnych, wzmocnionej ostatnio dodatkowo skutkami katastrofy nuklearnej w Fukushima.

Energetyki jądrowej nie bronią też czynniki zewnętrzne, takie jak badany w niniejszym opracowaniu wpływ na rynek pracy. Oddziaływanie MFW i EJ na środowisko nie było badane, a jedynie uwzględniane przy wskazywaniu lokalizacji inwestycji. **Budowa klastra MFW o ekwiwalentnej, w stosunku do planowanej pierwszej EJ, rocznej wydajności energetycznej, generuje łącznie niemal dwukrotnie większe możliwości zatrudnienia niż energetyka jądrowa.** Powyższy rachunek dla MFW jest znacznie lepiej udokumentowany światowymi wynikami badań, obejmuje konkretne zawody i dobrze płatne, trwałe oraz atrakcyjne perspektywicznie miejsca pracy, podczas gdy analogiczne rachunki dla EJ są mniej pewne. Realizacja inwestycji w morską energetykę wiatrową to nie tylko budowa konkretnych, badanych w niniejszej pracy od strony ekonomicznej, instalacji, ale także tworzenie w Polsce nowego sektora gospodarki i trwałych miejsc pracy, z możliwością eksportu towarów i usług. **O ile w morskiej energetyce wiatrowej Polska ma szansę być jednym z liderów i eksporterów technologii i usług, co już teraz w praktyce jest potwierdzone przez szereg krajowych zakładów pracy, w tym**

kilka krajowych stoczni, o tyle trudno sobie wyobrazić, że w energetyce jądrowej Polska będzie kreatorem technologii i jej eksporterem. Program PPEJ tworzy zatem miejsca pracy głównie zagranicą.

W świetle uzyskanych wyników analiz ekonomicznych i socjoekonomicznych, z łatwością można podważyć silnie eksploatowaną dotychczas tezę, leżącą u podstaw powstania kluczowych dla energetyki jądrowej dokumentów, w tym Programu Polskiej Energetyki Jądrowej (PPEJ) oraz Prognozy Oddziaływania na Środowisko tego programu (POŚ PPEJ), że energetyka jądrowa w Polsce nie ma alternatywy. Konkluzja taka rodzi określone skutki dla wyznaczonego przez rząd inwestora w pierwszą EJ – PGE S.A., ponieważ w tworzonej właśnie nowym modelu rynku energii, na którego kształt silny wpływ będą miały koszty energii, i który w pewnym zakresie kształtowany będzie także poparciem społecznym, może zabraknąć miejsca dla energetyki jądrowej. Szybkie zmiany powodują, że kończy się era prostego modelu biznesowego tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, który najkrócej można opisać jako „zbudować jeszcze jedną dużą elektrownię i sprzedawać prąd”. Wybór opcji inwestycyjnych nie jest już tak oczywisty jak jeszcze kilka lat temu. Konkluzje z pracy powinny jednak prowokować jeszcze większe pytania po stronie rządu, bo jeżeli nie energetyka jądrowa, to co zamiast niej?

Niniejsza praca potwierdziła istniejący olbrzymi potencjał zasobów energii wiatru ale także niezwykle atrakcyjny potencjał ekonomiczny, gospodarczy i społeczny morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Przechodząc do rekomendacji, należy przede wszystkim mieć na uwadze szybkie uruchomienie i efektywne wykorzystanie tego potencjału, zgodnie z zasadą: analizować szeroko i odważnie, zacząć jak najszybciej i poruszać się szybko, gdyż czasu na niezbędną korektę polityki w tym zakresie pozostało bardzo mało.

Rekomendacje

Zasadnicze zmiany w polityce energetycznej i prawie

W każdym z krajów UE przodujących obecnie w rozwoju morskiej energetyki

wiatrowej obecna sytuacja na rynku jest rezultatem konsekwentnej, wieloletniej polityki rządowej oraz wprowadzenia specyficznych dla tej technologii systemów wsparcia, redukujących ryzyko inwestycyjne, które jest niższe niż w energetyce jądrowej, jednak wyższe niż na lądzie. Morska energetyka wiatrowa o potencjale zbliżonym do energetyki jądrowej jest przedsięwzięciem o charakterze cywilizacyjnym i potrzebuje systemowego, skoordynowanego pakietu działań.

Jednakże znaczna część problemów wynikających z praktycznego pominięcia morskiej energetyki wiatrowej w analizie możliwości wprowadzania na szerszą skalę nowych,

zero emisyjnych i niskoemisyjnych technologii do krajowego bilansu energetycznego i w analizie alternatyw dla energetyki jądrowej jest pochodną ogólnego niedocenyenia w Polsce roli energetyki odnawialnej i nie stworzenia dla jej rozwoju określonych ram prawnych i instytucjonalnych. Dlatego najbardziej ogólna rekomendacja sprowadza się do wprowadzenia pilnych korekt i intensyfikacji wdrażania ustawodawstwa unijnego w tym zakresie oraz stworzenia nowych ram instytucjonalnych dla całej energetyki odnawialnej, w tym w szczególności dla morskiej energetyki wiatrowej, tak aby m.in. wyeliminować nierówne traktowanie morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej.

DZIAŁANIA TE POWINNY OBEJMOWAĆ:

- **Ustanowienia stanowiska ministra konstytucyjnego, w randze sekretarza stanu, odpowiedzialnego za transformację polskiej energetyki na taką, która będzie oparta na odnawialnych źródłach energii i efektywności energetycznej.**
- **Utworzenie Departamentu Energetyki Odnawialnej w Ministerstwie Gospodarki.**
- **Powołanie Zespołu Międzyresortowego ds. Energetyki Odnawialnej z udziałem partnerów społecznych, w ramach którego aktywnie powinien działać m.in. obecny Zespół Doradczy ds. Rozwoju Energetyki Wiatrowej, powołany przez Ministra Gospodarki w celu wsparcia wdrażania polityki energetycznej.**
- **Rewizję i aktualizację polityki energetycznej PEP 2030 z wyraźnym uwzględnieniem wkładu MFW w bilansach energetycznych już do 2020 roku i w kolejnej dekadzie.**
- **Opracowanie i przyjęcie rządowego programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, na wzór programu PPEJ.**
- **Wykorzystanie m.in. wyników niniejszej analizy kosztowej do określenia zasadności, intensywności oraz form niezbędnej pomocy publicznej dla inwestorów przystępujących do budowy MFW.**
- **Uchwalenie i wdrożenie nowej ustawy o odnawialnych źródłach energii, zawierającej, m.in. w części poświęconej systemom wsparcia, rozdział poświęcony MFW.**
- **Krytyczną rewizję PPEJ i porównanie scenariusza rozwoju EJ ze scenariuszem rozwoju energetyki odnawialnej pod kątem pełnych kosztów i korzyści społecznych i ekonomicznych.**
- **W przypadku ostatecznej negatywnej weryfikacji, odstąpienie od PPEJ.**

Program badawczy na rzecz krajowego programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej

Szereg kwestii związanych z przygotowaniem postulowanego w powyższej rekomendacji programu rozwoju morskiej energetyki wiatrowej i jego późniejszym wdrażaniem wymaga zaangażowania środowisk naukowo-badawczych i szeroko rozumianego sektora badań i rozwoju B+R, w tym przemysłu. Z uwagi na dużą skalę i znaczenie morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, a także konieczność koordynacji prowadzonych badań naukowych w tym zakresie, niezbędne jest uruchomienie w ramach Narodowego Centrum Badań i Rozwoju krajowego

programu badawczego w zakresie morskiej energetyki wiatrowej, obejmującego m.in.:

- Przeprowadzenie kompleksowego studium sieciowego dotyczącego kierunków rozwoju infrastruktury umożliwiającej przyłączenie do sieci MFW oraz bilansowania mocy z nich uzyskanych.
- Analizę planów rozwoju infrastruktury sieciowej w całym regionie bałtyckim i możliwości uwzględniania w nich krajowego programu morskiej energetyki wiatrowej.
- Badania i pełną ocenę zasobów energii wiatru w południowej części Bałtyku oraz kompleksową analizę uwarunkowań środowiskowych.

- Badania z zakresu technologii morskiej energetyki wiatrowej (inżynieria materiałowa, eksploatacja elektrowni wiatrowych w warunkach bałtyckich, optymalizacja procedur obsługi).
- Badania ekonomiczne obejmujące m.in. analizę kosztów zewnętrznych środowiskowych i kosztów pozaśrodowiskowych oraz analizy typu CBA „cost/benefits”.
- Badania socjoekonomiczne nad kierunkami rozwoju technologii i rynku, potencjałem krajowego przemysłu na rzecz morskiej energetyki wiatrowej i możliwości wsparcia eksportu oraz zwiększaniem szans tworzenia miejsc pracy w sektorze MFW, w tym tzw. wtórnych miejsc pracy.



Foto: ©Greenpeace / Martin Zakora

Informacja, szkolenia i edukacja

Problemem rozwoju technologii energetycznych w Polsce jest brak powszechnego dostępu do informacji, w szczególności o ich kosztach, w tym społecznych oraz uwarunkowaniach środowiskowych. Kryje się za tym zarówno generalny brak niezależnych, zweryfikowanych i wiarygodnych informacji oraz nieprzejrzyisty lub nieskuteczny system ich udostępniania. Te mankamenty stwarzają, czasami też w wyniku świadomej dezinformacji, nie tylko negatywne skutki po stronie zachowań społecznych (społeczne postawy wobec technologii są niezwykle istotne przy realizacji dużych programów infrastrukturalnych), ale także niekiedy służą podejmowaniu nietrafnych decyzji (politycznych i inwestorskich) lub zwiększają ryzyko podjęcia takowych przy braku rzetelnej analizy kosztów i korzyści.

W ramach działań na rzecz poprawy jakości i dostępu do informacji oraz edukacji należy zarekomendować:

- Opracowanie internetowego systemu dostępu do informacji o charakterystykach technologii energetycznych i prognoz kosztów energii z różnych źródeł na wzór np. systemu informacyjnego US Energy Information Administration oraz informacji o planowanych inwestycjach na morzu na wzór systemu Niemieckiej Agencji Energetycznej DENA lub systemu brytyjskiego - The Crown Estate - Offshore Wind Energy.
- Opracowanie i uruchomienie programu informacyjnego dla gmin i regionów nadmorskich.
- Wsparcie kształcenia zawodowego i podnoszenia kwalifikacji personelu obsługowego MFW w Polsce i zagranicą.

Przypisy

- 1 Massachusetts Institute of Technology: Update of the MIT 2003 „Future of Nuclear Power. An interdisciplinary MIT study”, 2009.
- 2 Mott-MacDonald, „Costs of low-carbon generation technologies”, Committee for Climate Change, May 2011
- 3 KPMG: Offshore Wind In Europe, market report 2010, KPMG.
- 4 Mimo, iż w planach rządowych EJ ma powstać do 2020 roku, inwestor mówi o roku 2023-2025.
- 5 Nowe technologie, w tym technologie energetyki odnawialnej charakteryzują się szybkim spadkiem kosztów wraz z przyrostem mocy zainstalowanej, co nazywane jest „krzywą uczenia się”. W Energetyce jądrowej, po przekroczeniu na mocy zainstalowanej rządu pierwszych kilku gigawatów (np. we Francji i w Stanach Zjednoczonych), obserwuje się od szeregu lat zgoła odwrotny trend.
- 6 Wypowiedź prof. A. Strupczewskiego z POLATOM z powołaniem się na opinię inwestora z lipca 2010 roku. http://energetyka.wnp.pl/1000-mw-elektrowni-jadrowej-w-polsce-bedzie-kosztowac-ok-4-7-mld-euro,115820_1_0_0.html
- 7 Wypowiedź dyr. J. Cichosza z PGE Energia Jądrowa S. A. z maja 2011 roku. http://energetyka.wnp.pl/j-cichosz-pge-nie-mozna-dokladnie-okreslic-kosztow-elektrowni-jadrowej-w-polsce,141392_1_0_0.html
- 8 Władysław Mielczarski: „Kosztowna energetyka jądrowa”. Energetyka nr 11/2010.
- 9 Wielu operatorów, na przykład duńskich, hiszpańskich, niemieckich, dobrze radzi sobie ze sterowaniem pracą systemu, także ze znaczącym udziałem mocy niestabilnej z elektrowni wiatrowych.
- 10 Autorzy PPEJ dokonali jednak, przy nieznanym założeniu, porównania uśrednionych kosztów, obciążając farmy wiatrowe kosztami rezerwowania lub magazynowania energii (op cit., str. 28-29).
- 11 <http://www.ieo.pl/pl/konferencje/265-regionalne-seminarium-scenariusze-rozwoju-infrastruktury-energetycznej-województwa-pomorskiego-do-roku-2050-projekt-7-pr-ue-suslan-drugie-spotkanie-partnerow-i-zainteresowanych-stron-gdask-17062010.html>
- 12 <http://web.mit.edu/nuclearpower>
- 13 European Commission: 2nd Energy strategic review, Brussels, 2007.
- 14 McKinsey and Co: Greenhouse gases abatement cost curves: 2009 http://www.mckinsey.com/en/Client_Service/Sustainability/Latest_thinking/Costcurves.aspx
- 15 Cooper M. Economic of nuclear reactor, Vermont Law School 2009. <http://www.vermontlaw.edu/Documents/Cooper%20Report%20on%20Nuclear%20Economics%20FINAL%5B1%5D.pdf>
- 16 Strupczewski A.: Nie bójmy się energetyki jądrowej. Warszawa, 2010.
- 17 Yangbau Du and Person J.E. „Update on the cost of Nuclear Power” <http://web.mit.edu/nuclearpower>
- 18 <http://web.mit.edu/nuclearpower>
- 19 Por. Np. KPMG: Offshore Wind In Europe, market report 2010, KPMG.
- 20 Koszt o charakterze statystycznym wynika z podzielenia zdyskontowanej sumy kosztów całkowitych (tzw. EPC – koszt zakupu technologii plus koszty własne inwestora) przez zakładaną całkowitą zdyskontowaną produkcję elektrowni, przy założeniu równych rocznych płatności z wyeliminowaniem wpływu inflacji; maleje w miarę wzrostu lat pracy w ramach założonego okresu trwałości. Wyrażony jest w niniejszej pracy w EUR/MWh (w oryginalnym modelu MIT w USD/MWh). Koszt rozłożony nadaje się do obliczenia i porównywania kosztów produkcji energii, ale ma mały związek z kosztami bieżącymi zapewniającymi płynność elektrowni (ujęcie inwestora).
- 21 Skrót od nazwy metody nie ma związku z identycznym skrótem od nazwy tzw. europejskiego reaktora wodnego ciśnieniowego stosowanego dotychczas w wielu elektrowniach jądrowych (przyp. aut.)
- 22 Massachusetts Institute of Technology: Update of the MIT 2003 „Future of Nuclear Power”. An interdisciplinary MIT study”, 2009.
- 23 Copper M. : Nuclear Economics after Fukushima. Research note, Vermont Law School, 2011.
- 24 Moody's: New nuclear generating capacity. Moody's Corporate Finance, 2008.
- 25 Kryteria, w tym środowiskowe wyboru lokalizacji MFW w tym sama lokalizacja są szczegółowo omówione i opisane oraz przedstawione na mapach w rozdziale 3
- 26 KPMG: Offshore Wind In Europe, market report 2010, KPMG
- 27 Mott-MacDonald, „Costs of low-carbon generation technologies”, Committee for Climate Change, May 2011
- 28 EWEA, za F.Buckley, Tractabel Engineering „Offshore wind – European overview”, materiały konferencji „Rynek Energetyki Wiatrowej w Polsce”, kwiecień 2011
- 29 Belgia i Finlandia nie uwzględniły w planach przesłanych do Komisji Europejskiej podziału na energetykę wiatrową morską i lądową.
- 30 www.offshoregrid.eu
- 31 Należy podkreślić, że obecnie istnieją w Polsce koncepcje projektów zlokalizowanych na morzu terytorialnym oraz obszarach NATURA2000, nie stanowią one jednak przedmiotu niniejszego opracowania.
- 32 <http://www.psmsa.pl/pl/strona-glowna.php>
- 33 Gajewski J., Szeffler K., Hac B. „Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej”, Konferencja „Rynek Energetyki Wiatrowej w Polsce”, kwiecień 2011
- 34 <http://www.ptew.pl/koncepcja-psm.pdf>
- 35 EWEA, „Oceans of Opportunity - Harnessing Europe's largest domestic energy resource”, 2009..
- 36 „Carbon Trust”, artykuł opublikowany w Recharge 26/06/2009.
- 37 Duński Krajowy Plan Działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych., http://ec.europa.eu/energy/renewables/transparency_platform/doc/national_renewable_energy_action_plan_denmark_en.pdf
- 38 Mott Macdonald, „Costs of low-carbon generation technologies”, Committee for Climate Change, maj 2011.
- 39 Gajewski, J., Szeffler, K., Hac, B. „Możliwości wykorzystania polskich obszarów morskich do rozwoju energetyki wiatrowej”, Konferencja „Rynek Energetyki Wiatrowej w Polsce”, kwiecień 2011.
- 40 KPMG, 2010.
- 41 Mott MacDonald, „Costs of low-carbon generation technologies”, Committee for Climate Change, maj 2011.
- 42 www.offshoregrid.eu
- 43 KPMG, „Offshore Wind in Europe - 2010 Market Report”.
- 44 Overnight cost – koszt inwestycji bez uwzględnienia kosztu kapitału, jakby inwestycja powstała w ciągu jednej nocy.
- 45 Strupczewski, A. „Energetyka jądrowa w Polsce. Oplacalność budowy”. Energetyka nr 12/2010.
- 46 emerging energy research: Global offshore wind energy markets and strategies: 2010-2025. Cambridge, Nov.2010.
- 47 Jeszcze niższe taryfy stosuje Belgia obecnie- 107 EUR/MWh, a zwłaszcza przewidziane od 2015 roku – 90EUR/MWh, ale oprócz specjalnej taryfy producenci energii z MFW mogą skorzystać dodatkowo z ulgi podatkowej.
- 48 International Energy Agency: Harnessing Variable Renewables, Paris, 2011.
- 49 Z wykresów zamieszczonych w PPEJ wynika, że nie ma istotnej różnicy w kosztach energii z EJ przy współczynniku wykorzystania mocy 90% (przyjętym w PPEJ) i 85% (przyjętym w niniejszym opracowaniu).
- 50 Uchwała RM w sprawie „Polityki energetycznej Polski do 2030 r.” i Raport na temat szacowanych kosztów realizacji polityki energetycznej Polski do 2030 r. http://www.premier.gov.pl/rzad/decyzje_rzadu/decyzje_z_dnia/uchwala_w_sprawie_polityki_2979
- 51 Instytut Energetyki Odnawialnej i Instytut Termodynamiki Stosowanej DLR, „Scenariusz zaopatrzenia Polski w czyste nośniki energii w perspektywie długookresowej”, Greenpeace Polska, Warszawa, 2008.
- 52 „Kurz- und langfristige Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den deutschen Arbeitsmarkt” Raport przygotowany na zlecenie Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, opublikowany w lutym 2011.
- 53 EWEA, www.windskills.eu, analizy własne IEO.
- 54 Kenley C.R., et al., 2004. U.S. Job Creation Due to Nuclear Power Resurgence in the United States, Volumes 1 and 2, Idaho National Engineering and Environmental Laboratory and Bechtel BWXT Idaho, LLC.
- 55 www.atom.edu.pl/index.php?option=com_content&view=article&id=76, <http://www.flickr.com/photos/tonythemisfit/2755502911/>
- 56 „Analiza Narodowego Programu Energetyki Jądrowej”, prof. K. Żmijewski na zlecenie Fundacji Bölla, Warszawa, 2011.
- 57 <http://www.greenpeace.org/brasil/PageFiles/3751/energy-sector-jobs-to-2030.pdf>
- 58 Obejmuje produkcję bezpośrednią i pośrednią, instalację oraz inne obszary.
- 59 O&M