



FUNDACJA NA RZECZ ENERGETYKI ZRÓWNOWAŻONEJ

Wpisana do KRS pod NR 0000318483 przez Sąd Rejonowy dla m. St. Warszawy XIII Wydział Gospodarczy KRS
Siedziba: Al. Wilanowska 208 lok. 4, 02-765 Warszawa, www.fnez.pl, e-mail: fnez@fnez.pl, t./f.: +48 22 412 24 92

Prognoza rozwoju rynku odnawialnej energetyki elektrycznej do roku 2020, z uwzględnieniem perspektywy roku 2030

Wstęp

Niniejsza analiza została wykonana na potrzeby własne Fundacji na rzecz Energetyki Odnawialnej, jako materiał do dyskusji w ramach prac nad Polityką Energetyczną Polski do roku 2030.

Celem dokumentu, jest wskazanie potencjalnej ścieżki rozwoju wykorzystania poszczególnych odnawialnych źródeł energii w najbliższych 10-20 latach na potrzeby wytwarzania energii elektrycznej. Podstawą do określenia realnego potencjału dla poszczególnych źródeł było uwzględnienie następujących czynników:

- ✓ Dostępność zasobów poszczególnych OZE,
- ✓ Plany inwestycyjne inwestorów branżowych,
- ✓ Uwarunkowania technologiczne, finansowe, organizacyjne, logistyczne realizacji przedsięwzięć inwestycyjnych w poszczególnych sektorach OZE
- ✓ Dostępność technologii
- ✓ Uwarunkowania środowiskowe i społeczne wykorzystania poszczególnych OZE.

Podczas wykonania analizy były wykorzystywane dane zawarte w dostępnych opracowaniach na temat powyższych uwarunkowań, autorstwa m.in.: URE, ARE, KAPE, IEO ECEBREC, EnergSys, IUNG, prof. Popczyk, prof. Żmijewski, InRE, AT Kerney, SEO, S Konsulting. Jednak wszelkie wnioski i w ich konsekwencji wyniki niniejszej analizy są autorstwa FNEZ.

Cele ilościowe dla odnawialnej energetyki elektrycznej

Wypełnienie zobowiązań wynikających z pakietu energetyczno-klimatycznego UE, a zwłaszcza Dyrektywy 2009/28/WE ws. promocji wykorzystania energii z odnawialnych źródeł, przy uwzględnieniu uwarunkowań polskiego sektora energetycznego, wymaga osiągnięcia w roku 2020:

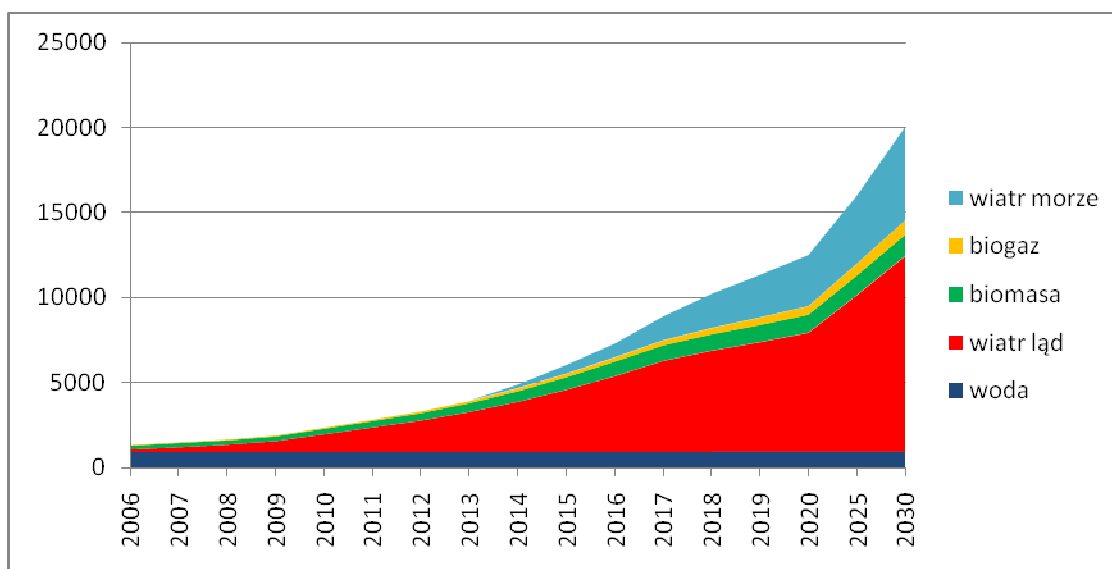
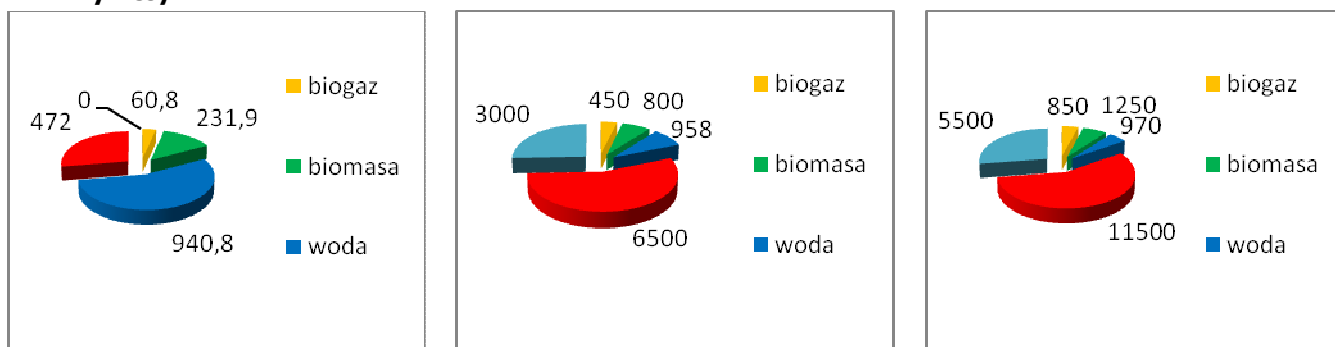
- ✓ 10% udziału biopaliw i 15% udziału OZE w bilansie energii finalnej, oznacza to, że
- ✓ Przy założeniu, że w roku 2020 całkowita produkcja energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym odbywać się będzie w ok. 41-42 GW mocy zainstalowanej i wyniesie ok. 170 – 180 TWh, 25-30% mocy zainstalowanej w krajowym systemie elektroenergetycznym powinno być zasilane odnawialnymi źródłami energii a udział OZE w bilansie ciepła i chłodu, powinien wynieść 15%,
- ✓ Tak więc, moc zainstalowana w elektrowniach zasilanych OZE powinna wynieść 10-12 GW, a produkcja energii przez te elektrownie powinna wynosić ok 35 TWh energii.

WYNIKI

Prognozowany rozkład mocy OZE w roku 2020 z perspektywą roku 2030, prezentuje poniższa tabela.

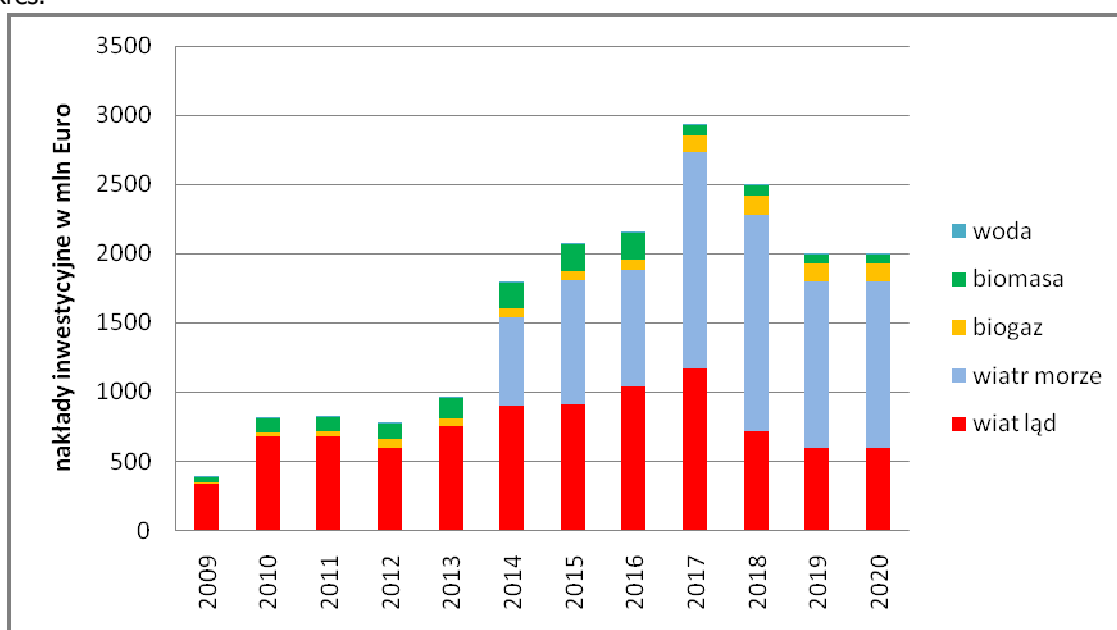
Źródło Odnawialne	Rok 2008 [MW]	Rok 2020 [MW]	Rok 2030 [MW]
biogaz	60,8	450	850
biomasa	231,9	800	1250
woda	940,8	958	970
wiatr na lądzie	472	6500	11500
wiatr na morzu	0	3000	5500
suma	1705,5	11708	20070

Zmiany struktury mocy zainstalowanej w OZE w latach 2008, 2020 i 2030, prezentują poniższe wykresy.



Nakłady inwestycyjne, niezbędne dla osiągnięcia powyższej struktury mocy OZE, wyniosą ok. 19 mld euro.

Rozkład nakładów inwestycyjnych w poszczególnych latach i poszczególnych technologiach, prezentuje poniższy wykres.



Uzasadnienie

Biomasa i biogaz

- **Najważniejsze bariery ograniczające wykorzystanie pełnego potencjału**
 - ✓ Ograniczone ze względu na politykę rolno-spożywczą zasoby gruntów ornych mogących być przeznaczone na cele energetyczne
 - ✓ Niesprzyjająca struktura agrarna polskich gospodarstw rolnych
 - ✓ Bark sąsiedztwa potencjalne uprawy energetyczne-objekty energetyczne
 - ✓ Konkurencja pomiędzy różnymi rodzajami energetyki bazującej na biomasie: biogaz, biomasa stała, biopaliwa oraz różnymi technologiami: spalanie, współspalanie, biogazownie rolnicze, produkcja biopaliw.
 - ✓ Zależność opłacalności inwestycji biogazowych rolniczych od zbyt wielu zmiennych niezależnych od inwestora/właściciela biogazowi
- **Możliwości techniczne i organizacyjne realizacji inwestycji, wraz z ograniczeniami zasobów wskazują na następującą ścieżkę rozwoju energetyki biomasowej do roku 2020 (z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych).**

elektrownie biomasowe					
rok	Nowe moce Instalowane rocznie [MW]	Koszt zainstalowania 1MW [mln Euro]*	koszt inwestycji w danym roku	Produkcja z 1 MW w skali roku [h]	Produkcja łączna z nowych jednostek [MWh]
2009	20	2	40	5500	110000
2010	50	2	100	5500	275000
2011	50	2	100	5500	275000
2012	60	1,8	108	5500	330000
2013	80	1,8	144	5500	440000
2014	100	1,8	180	5500	550000
2015	120	1,6	192	5500	660000
2016	120	1,6	192	5500	660000
2017	50	1,6	80	5500	275000
2018	50	1,4	70	5500	275000
2019	50	1,4	70	5500	275000
2020	50	1,4	70	5500	275000
suma	800		1346		4400000

* uwzględnia spadek kosztów inwestycji w poszczególnych latach w związku z upowszechnianiem technologii i usług.

- **Możliwości techniczne i organizacyjne realizacji inwestycji, wraz z ograniczeniami zasobów wskazują na następującą ścieżkę rozwoju energetyki biogazowej do roku 2020 (z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych).**

elektrownie biogazowe					
rok	Nowe moce Instalowane rocznie [MW]	Koszt zainstalowania 1MW [mln Euro]*	koszt inwestycji w danym roku	Produkcja z 1 MW w skali roku [h]**	Produkcja łączna z nowych jednostek [MWh]
2009	3	2,6	7,8	5500	16500
2010	12	2,6	31,2	5500	66000
2011	15	2,6	39	5500	82500
2012	25	2,4	60	5500	137500
2013	25	2,4	60	6000	150000
2014	30	2,2	66	6000	180000

2015	30	2,2	66	6000	180000
2016	40	2	80	6200	248000
2017	60	2	120	6200	372000
2018	70	2	140	6200	434000
2019	70	1,8	126	6250	437500
2020	70	1,8	126	6250	437500
suma	450		922		2741500

* uwzględnia spadek kosztów inwestycji w poszczególnych latach w związku z upowszechnianiem technologii i usług.

** uwzględnia przewidywany wzrost efektywności technologii

Opis

Jak wynika z większości analiz eksperckich (IUNG, PIB, MRiRW) pod rolnictwo energetyczne można przeznaczyć w Polsce ok. 1 500 - 1 700 tys ha (ok.10% areалу krajowego), nie powodując większego uszczerbku w gospodarce żywnościowej kraju. 1 mln ha należy jednak przeznaczyć na uprawy produktów niezbędnych do produkcji biopaliw (ok. 0,6 mln ha pod bioetanol i ok. 0,4 mln ha pod biodiesel). Pozostaje ok. 500 - 700 tys ha dla energetyki cieplnej i elektrycznej. Przyjmując założenie, że na potrzeby zapewnienia dostaw biomasy dla 1 MWe potrzeba biomasy z ok. 500 ha. Wynikałoby z tego, że powyższy areal pozwoli na zasilenie ok. 1 - 1,4 GW (elektrociepłowni na biomasę, biogazowni lub elektrociepłowni prowadzących współspalanie).

Średni plon biomasy energetycznej (np. świeżej wierzby) to 15 t/ha. Oznacza to dostępność biomasy energetycznej na poziomie 10,5 mln ton biomasy z upraw. Do tego należy doliczyć zasoby słomy do wykorzystania energetycznego – ok. 4,5 mln ton i ok. 3,5 mln ton biomasy pochodzenia leśnego. Jeśli założymy, że potrzebujemy ok. 2,5 ton biomasy na wytworzenie 1 MWh energii elektrycznej, to posiadając takie zasoby jesteśmy w stanie z nich wytworzyć ok. 7,4 TWh. Powyższe zasoby należy jednak pomniejszyć o faktyczne możliwości uzyskania ich na potrzeby energetyki. Podstawowe ograniczenia to kwestie logistyki i transportu (bariera: 50-80 km od pola do elektrowni) oraz nieopłacalność upraw energetycznych na arealach mniejszych niż 30-50 ha. Biorąc pod uwagę, że tylko 30% polskich gospodarstw rolnych posiada areale uprawowe powyżej 20 ha, z czego większość na terenach województw o stosunkowo małym energetycznym potencjale wytwórczym, za to bogatych w obszary chronione, które będą wyłączone z upraw wielkoobszarowych (dolnośląskie, lubuskie, warmińsko-mazurskie, pomorskie, zachodniopomorskie) realne szanse na organizację efektywnych rynków biomasy z posiadanych zasobów gruntów ornych spadają o co najmniej 20%, a więc do ok. 560 tys ha.

Należy założyć, że w perspektywie roku 2010 większość starych elektrociepłowni zawodowych węglowych będzie wprowadzać współspalanie na poziomie średnim 10%. Oznacza to, że to właśnie te obiekty, będą głównym odbiorcą biomasy energetycznej z upraw wielkoobszarowych. Zwłaszcza, że od roku 2014 100% biomasy współspalanej w takich obiektach musi pochodzić z rolnictwa (tylko duże obiekty będą miały odpowiedni potencjał finansowy i organizacyjny, pozwalający na inicjowanie agroenergetyki wielkoskalowej). Pozostałe obiekty energetyczne (małe i średnie jednostki kogeneracyjne i ciepłownie na biomasę) będą zagospodarowywać zasoby biomasy leśnej, ogrodniczej, słomę i inne). Poważnym graczem na rynku biomasowym będą także biogazownie rolnicze, które będą pozyskiwać zarówno odpady energetyczne z przemysłu rolno spożywczego, jak i produkty z upraw roślin energetycznych (kukurydza, burak, inne). Na potrzeby biogazowni potrzebne są mniejsze areale upraw, niż w przypadku energetycznych upraw wieloletnich, ale i tu należy pamiętać, że na potrzeby biogazowni o mocy 0,5 MW potrzeba łącznie ok. 250 ha upraw. Problemem natomiast jest konieczność odbioru ciepła, oraz zapewnienia dostaw odpowiedniej ilości odpadów z przemysłu mięsnego i hodowlanego, co ogranicza możliwości lokalizacyjne.

Biorąc powyższe pod uwagę można prognozować, że ok. 60% dostępnej w 2020 roku biomasy z upraw zostanie wchłonięte przez duże obiekty energetyczne (z arealu ok. 360 tys ha), a 40% biogazownie rolnicze (z arealu 224 tys ha). Słomę i odpady drzewne w większości zagospodaruje energetyka cieplna, tylko częściowo w kogeneracji (20-30%). Przy takim założeniu można szacować, że w roku 2020 będziemy w stanie zaopatrzyć maksymalnie 800 MW mocy elektrycznych bazujących na biomasie i 450 MW w biogazowniach. Dodatkowo można liczyć na wzrost wykorzystania biogazu wysypiskowego do wytwarzania energii elektrycznej, ale w ogólnych wyliczeniach mocy ilości te będą się równoważyć z biogazem rolniczym wprowadzanym do sieci gazowych.

W przypadku biogazowni rolniczych, istotnym czynnikiem ograniczającym możliwość dynamicznego rozwoju, jest fakt rozproszenia inwestycji (średnia biogazownia 0,5 MWe). Dla oddania do użytku więcej niż 50 MW rocznie niezbędnych jest zrealizowanie ok. 100 inwestycji, co oznacza że ze względu na konieczność nauki oraz

zwiększania dostępności technologii, urządzeń, usług oraz wypracowania dobrych praktyk, musi upłynąć 7-8 lat aby takie przyrosty były możliwe.

Wiatr na lądzie

- **Najważniejsze bariery ograniczające wykorzystanie pełnego potencjału**
 - ✓ Problemy z możliwościami przyłączenia farm wiatrowych do sieci, spowodowane słabym stanem Krajowego Systemu Elektroenergetycznego
 - ✓ Konflikty środowiskowe, przy uwzględnieniu bardzo restrykcyjnych zasad oceny oddziaływania wiatraków na środowisko
 - ✓ Bardzo długie procedury przygotowania projektów, zwłaszcza w zakresie lokalizacyjnym, środowiskowym i przyłączeniowym
 - ✓ Konflikty społeczne, spowodowane niewiedzą i brakiem profesjonalnej kampanii informacyjnej
 - ✓ Problemy organizacyjne i logistyczne, związane z zapewnieniem dostaw elementów wiatraków na miejsce budowy farmy wiatrowej, spowodowane słabą przepustowością i nośnością polskich dróg, zwłaszcza lokalnych.
- **Możliwości techniczne i organizacyjne realizacji inwestycji, wraz z ograniczeniami zasobów wskazują na następującą ścieżkę rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie do roku 2020 (z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych).**

rok	elektrownie wiatrowe na lądzie				
	Nowe moce Instalowane rocznie [MW]	Koszt zainstalowania 1MW [mIn Euro]*	koszt inwestycji w danym roku	Produkcja z 1 MW w skali roku [h]**	Produkcja łączna z nowych jednostek [MWh]
2009	200	1,7	340	2000	400000
2010	400	1,7	680	2000	800000
2011	400	1,7	680	2000	800000
2012	400	1,5	600	2000	800000
2013	500	1,5	750	2000	1000000
2014	600	1,5	900	2000	1200000
2015	700	1,3	910	2000	1400000
2016	800	1,3	1040	2000	1600000
2017	900	1,3	1170	2000	1800000
2018	600	1,2	720	2000	1200000
2019	500	1,2	600	2000	1000000
2020	500	1,2	600	2000	1000000
suma	6500		8990		13000000

* uwzględnia spadek kosztów inwestycji w poszczególnych latach w związku z upowszechnianiem technologii i usług.

** uwzględnia przewidywany wzrost efektywności technologii

Opis

Pomimo stosunkowo dużych zasobów (11-14 TW) w energetyce wiatrowej do roku 2020 trudno spodziewać się większej mocy zainstalowanej niż 7 500 MW, ze względu na realne możliwości oddawania nowych mocy w ciągu kolejnych lat:

- wciąż zbyt długie procedury przygotowania inwestycji (zwłaszcza procedury przyłączenia do sieci i decyzje lokalizacyjne i środowiskowe)
- problemy z przyłączeniem do sieci (zmiany legislacyjne w tym zakresie, choć docelowo powinny poprawić sytuację to w latach 2009-2011 będą powodować opóźnienie w przygotowaniu inwestycji)
- wciąż postępujący proces nauki przygotowania i realizacji inwestycji wiatrowych – wiele projektów ze względu na błędy nie zostanie zrealizowanych lub ich realizacja się znacząco opóźnia
- kryzys finansowy powodujący mniejsze możliwości pozyskiwania finansowania na inwestycje
- wyjątkowo nieprzychylny podejście do farm wiatrowych administracji ochrony środowiska

- kolizja pomiędzy planowanymi inwestycjami drogowymi (tzw. schetynówki) oraz inwestycjami pod infrastrukturę Euro 12012 – ograniczenia w możliwościach transportowych oraz konkurencja w dostępności siły roboczej i materiałów budowlanych
- konieczność inwestycji w sieci
- po roku 2017 będzie następować wyczerpywanie się łatwych lokalizacji, wzrastać będzie presja społeczna oraz problemy z kumulacją oddziaływań środowiskowych.

Wiatr na morzu

- **Najważniejsze bariery ograniczające wykorzystanie pełnego potencjału**
 - ✓ Zła ustawa o obszarach morskich RP i administracji morskiej, nie uwzględniająca realiów procesu inwestycyjnego w morskiej energetyce wiatrowej.
 - ✓ Problemy z przyłączaniem morskich farm wiatrowych (MFW) do krajowego systemu elektroenergetycznego
 - ✓ Niezwykle restrykcyjne podejście do ochrony przyrody na obszarach morskich, wykluczające realizację MFW na terenach predestynowanych do tego ze względów technologicznych (bliżej do lądu, na mniejszych głębokościach)
 - ✓ Wysokie koszty Inwestycyjne i duże ryzyko związane z nowatorstwem technologii.
- **Możliwości techniczne i organizacyjne realizacji inwestycji, wraz z ograniczeniami zasobów wskazują na następującą ścieżkę rozwoju energetyki wiatrowej na morzu do roku 2020 (z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych).**

rok	elektrownie wiatrowe na morzu				
	Nowe moce Instalowane rocznie [MW]	Koszt zainstalowania 1MW [mln Euro]*	koszt inwestycji w danym roku	Produkcja z 1 MW w skali roku [h]**	Produkcja łączna z nowych jednostek [MWh]
2009	0		0	0	0
2010	0		0	0	0
2011	0		0	0	0
2012	0		0	0	0
2013	0		0	0	0
2014	200	3,2	640	3850	770000
2015	300	3	900	4000	1200000
2016	300	2,8	840	4100	1230000
2017	600	2,6	1560	4150	2490000
2018	600	2,6	1560	4200	2520000
2019	500	2,4	1200	4200	2100000
2020	500	2,4	1200	4250	2125000
suma	3000		7900		12435000

* uwzględnia spadek kosztów inwestycji w poszczególnych latach w związku z upowszechnianiem technologii i usług.

** uwzględnia przewidywany wzrost efektywności technologii

Średni czas przygotowanie projektu morskiej farmy wiatrowej to ok. 3 lat, a budowa farmy o mocy 500 MW do 4 lat. Ze względu na konieczność dokonania zmian prawnych oraz stworzenia zaplecza dla rozwoju MFW w Polsce, można się spodziewać że pierwsze projekty będą gotowe do realizacji w roku 2012 (ok. 4 000 MW). Realizacja inwestycji będzie następować etapowo, a tempo będzie w dużej mierze uzależnione od możliwości przyłączeniowych oraz dostępności zaplecza budowlanego, usługowego i logistycznego. Pierwsze 200 MW ma szanse być oddane do użytku na koniec roku 2014. Dostępność terenów nadających się pod MFW (brak kolizji z innymi formami zagospodarowania obszarów morskich oraz z ochroną przyrody) oraz aktualne zainteresowanie inwestorów, pozwala sądzić że do roku 2020 możliwe jest oddanie do użytku ok. 3000 MW, a przez kolejne 10 lat następne 2500 MW.

Woda

- **Najważniejsze bariery ograniczające wykorzystanie pełnego potencjału**
 - ✓ Małe zasoby wodne, słabe opady w zlewniach, niskie przepływy wody w rzekach, niewielkie spadki.
 - ✓ Restrykcyjne regulacje z zakresu ochrony przyrody
 - ✓ Brak woli politycznej dla budowy dużych obiektów wodnych na głównych polskich rzekach, mających największy potencjał energetyczny
 - ✓ Niejasna sytuacja własnościowa obiektów wodnych, których zagospodarowanie energetyczne mogłoby być opłacalne (jazy, stopnie wodne)
 - ✓ Wysokie koszty inwestycyjne
- **Możliwości techniczne i organizacyjne realizacji inwestycji, wraz z ograniczeniami zasobów wskazują na następującą ścieżkę rozwoju energetyki wodnej do roku 2020 (z uwzględnieniem kosztów inwestycyjnych).**

rok	elektrownie wodne				
	Nowe moce Instalowane rocznie [MW]	Koszt zainstalowania 1MW [mln Euro]*	koszt inwestycji w danym roku	Produkcja z 1 MW w skali roku [h]	Produkcja łączna z nowych jednostek [MWh]
2009	0,5	4	2	4500	2250
2010	0,5	4	2	4500	2250
2011	1	4	4	4500	4500
2012	1	3,8	3,8	4500	4500
2013	1,5	3,8	5,7	4500	6750
2014	1,5	3,8	5,7	4500	6750
2015	2	3,6	7,2	4500	9000
2016	2	3,6	7,2	4500	9000
2017	2	3,6	7,2	4500	9000
2018	2	3,6	7,2	4500	9000
2019	2	3,4	6,8	4500	9000
2020	2	3,4	6,8	4500	9000
suma	18		65,6		81000

Potencjał energetyczny krajowych zasobów wodnych jest właściwie wyczerpany o ile nie podejmie się decyzji o budowie dużej elektrowni wodnej na Wiśle. Możliwe są oczywiście małe elektrownie wodne o mocy do 0,5 MW oraz średnie do mocy 2 MW, ale ogólne przyrosty mocy nie będą raczej więcej niż 10 MW do roku 2020 i 20 w 2030, należy przy tym brać pod uwagę możliwość zmniejszenia się ogólnej mocy w elektrowniach wodnych ze względu na zużycie się obecnych instalacji.

Niezbędne działania

Aby osiągnąć powyższy poziom rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce niezbędne jest podjęcie szeregu działań, które pozwolą na realizację tak olbrzymiego frontu inwestycyjnego: przez 10 lat oddawanie do użytku średnio 1000 MW nowych mocy, w różnych technologiach, w dużym rozproszeniu, o wysokich kosztach inwestycyjnych, w warunkach szerokich oddziaływań społecznych, środowiskowych i gospodarczych, jakie te inwestycje będą niosły za sobą.

Najważniejsze działania to:

1. Utrzymanie stabilnych zasad wsparcia, uwzględniających konieczność zapewnienia konkurencyjności dla instalacji OZE wglądem innych źródeł energii, zwłaszcza na etapie inwestycyjnym. System wsparcia musi pomagać w osiągnięciu opłacalności projektów dla wszystkich odnawialnych źródeł energii, których wykorzystanie jest niezbędne dla osiągnięcia celów określonych w ramowej dyrektywie OZE.
2. Intensywny rozwój sieci elektroenergetycznych:

- a. przesyłowych - na potrzeby odbioru energii z morskich farm wiatrowych oraz dużych farm lądowych,
 - b. dystrybucyjnych - na potrzeby odbioru energii ze źródeł rozproszonych, zwłaszcza kogeneracyjnych instalacji biogazowych i biomasowych,
 - c. morskich – na potrzeby rozwoju morskich farm wiatrowych
3. Skrócenie procedur lokalizacyjnych dla inwestycji w odnawialnych źródłach energii, poprzez nadanie im statusu inwestycji celu publicznego.
4. Zmiana ustawy o obszarach morskich RP i administracji morskiej pozwalająca na przygotowanie i realizację projektów morskich farm wiatrowych.
5. Stworzenie otoczenia legislacyjnego dla biogazowni rolniczych, zwłaszcza w zakresie bezpieczeństwa przeciwpożarowego, lokalizacji, oraz zagospodarowania substancji pofermentacyjnych.
6. Rozsądne i efektywne gospodarowanie środkami na wsparcie inwestycji, pochodzącymi z opłat zastępczych i środków UE. Pieniądze te powinny być przeznaczane na:
 - a. Inwestycje sieciowe, których nie są w stanie ze względów ekonomicznych realizować inwestorzy OZE i operatorzy sieci (linie przesyłowe i morskie)
 - b. Obniżanie kosztów inwestycyjnych przedsięwzięć nowatorskich, ale przyszłościowych i efektywnych ekonomicznie, jak np. biogazownie czy morskie farmy wiatrowe,
7. Zmiana podejścia do energetyki odnawialnej służb ochrony środowiska. Wykorzystanie OZE jest działalnością proekologiczną i głównym narzędziem ograniczania emisji CO₂ i oszczędności zasobów paliw kopalnych i w ocenie ich potencjalnego oddziaływania na środowisko muszą być te korzyści brane pod uwagę.