

RAPORT

ENERGETYKA WIATROWA NA NOWO

Niezbędne zmiany legislacyjne i analiza
potencjału onshore

2024



POLSKIE STOWARZYSZENIE
ENERGETYKI WIATROWEJ

ENERGETYKA WIATROWA NA NOWO. Niezbędne zmiany legislacyjne i analiza potencjału onshore
© Copyright by Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej Warszawa, styczeń 2024

Autorzy raportu:

Analiza potencjałowa Urban Consulting:

Filip Sokołowski
Karol Mitraszewski
Maciej Szypulski

Analiza prawna:

WKB Wierciński, Kwieciński, Baehr sp. k.:
Krzysztof Sikorski wraz z zespołem kancelarii (*część onshore wind*)

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej:

Piotr Czopek
Martyna Tomaszek
Weronika Kupczyk

Opracowanie graficzne:

Emilia Matuszczak

Spis treści

Definicje i skróty	4
WPROWADZENIE	5
1. Propozycje zmian legislacyjnych w zakresie lądowej energetyki wiatrowej	8
1.1 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724 z późn. zm.)	8
1.2 Ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 553)	12
1.3 Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 977 z późn. zm.)(dalej: ustawa o planowaniu)	14
1.4 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 266)	15
1.5 Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 1094 z późn. zm.)	17
1.6 Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 82 z późn. zm.)	18
2. Potencjał Lądowej Energetyki Wiatrowej w Polsce (Potencjał LEW)	19
2.1 Cel opracowania	19
2.2 Zakres raportu i metodyka	19
2.2.1 ETAP I – Powierzchnia Polski, z potencjałem rozwoju LEW	20
2.2.2 ETAP II – Potencjał produktywności i mocy zainstalowanej LEW w Polsce	30
2.3 Wyniki analizy – potencjał mocy zainstalowanej i produktywności	37
2.3.1 Ograniczenia planistyczne	37
2.3.2 Ograniczenia środowiskowe	43
2.3.3 Ograniczenia ekonomiczne	45
2.3.4 Podsumowanie wyników	46
3. Raport „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej”– podsumowanie	48
3.1 Cel raportu	48
3.2 Dlaczego obszary przemysłowe?	48
3.3 Zakres raportu i metodyka	49
3.4 Potencjał lądowej energetyki wiatrowej na obszarach przemysłowych	51
3.5 Podsumowanie wyników	52

Definicje i skróty

CSIRE – Centralny System Informacji Rynku Energii

KPEiK – Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021-2030

KSE – Krajowy System Elektroenergetyczny

LEW – Lądowa Energetyka Wiatrowa

MEW – Morska Energetyka Wiatrowa

MPZP – Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego

OZE – Odnawialne Źródła Energii

PEP2040 – Polityka Energetyczna Polski do roku 2040

UE – Unia Europejska

ZPI – Zintegrowany Plan Inwestycyjny

WPROWADZENIE

Energetyka wiatrowa na nowo

Energetyka wiatrowa już na stałe wpisała się w polski miks energetyczny jako jeden z kluczowych filarów w zakresie produkcji czystej i taniej energii elektrycznej. Dziś lądowe farmy wiatrowe z wynikiem 14% stanowią istotną część mocy zainstalowanej w Polsce (dla 66,7 Gw¹ mocy zainstalowanej w energetyce konwencjonalnej oraz OZE). Przyrost źródeł wiatrowych r/r jest konsekwentny, jednak niewystarczający dla przyjętych, ambitnych celów unijnych. Unia Europejska (UE) zakłada, że do 2030 r. energetyka wiatrowa będzie stanowiła 43% zużycia energii elektrycznej w całej Europie, w porównaniu z obecnymi 17%. Oznacza to budowę ok. 35 GW nowych farm wiatrowych każdego roku. Tempo przyrostu mocy wiatrowych w naszym kraju musi zatem zdecydowanie przyspieszyć. Polski rząd słusznie dostrzegł konieczność dostosowania założeń rozwoju polskiego systemu elektroenergetycznego do aktualnej dynamiki odnawialnych źródeł energii, szczególnie sektora wiatrowego.

Polski rynek wiatrowy jest dziś w czołówce atrakcyjności dla inwestorów w Unii Europejskiej. Według najnowszych danych w Polsce jest już ponad 10 GW mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej na lądzie, a zapowiadany kierunek zmian wygląda obiecująco dla dynamicznego wzrostu tej wartości. Obecnie cała branża wiatrowa, samorządy, a w szczególności przemysł wyczekuje nowych regulacji uwalniających pełną skalę inwestycji wiatrowych na lądzie. Morskie inwestycje także nabierają rozpędu. Rozstrzygnięte zostały postępowania lokalizacyjne dla II fazy projektów morskich farm wiatrowych. Na 11 obszarów wpłynęły łącznie 132 wnioski, co świadczy o niesłabnącym zainteresowaniu polską strefą Morza Bałtyckiego w zakresie inwestycji w energetykę wiatrową.



W ślad za rosnącymi oczekiwaniami względem transformacji energetycznej Polski konieczna wydaje się aktualizacja strategicznych dokumentów, które wyznaczają jasny kierunek zmian. Początek kadencji nowego rządu zbiegł się z kluczowym okresem przygotowania i aktualizacji dwóch dokumentów, które mogą wyznaczyć kształt reform energetyczno-klimatycznych na kolejne lata: Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu na lata 2021-2030 (KPEiK) oraz Polityki Energetycznej Polski do roku 2040 (PEP2040). Oba dokumenty są pewnego rodzaju drogowskazem z jasno określoną skalą transformacji energetycznej i jej celami, również ze wskazaniem wkładu Polski do osiągnięcia celów unijnych (w przypadku KPEiK). Dotychczas zgodnie z propozycją aktualizacji PEP2040 przygotowaną przez poprzedni rząd wiosną 2023 r., planowana moc lądowych farm wiatrowych w 2030 r. miałaby wynieść 14,5 GW. Natomiast w przygotowanym pod sterami nowej koalicji rządowej dokumencie KPEiK znajdziemy już zapis mówiący o mocy niemal 16 GW do 2030 r.

¹ Dane Agencji Rynku Energii [<https://www.are.waw.pl/badania-statystyczne/prezentacja-wybranych-danych>].

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej zdecydowało się oszacować obecny potencjał energetyki wiatrowej na lądzie, uwzględniając dwa warianty: aktualne ograniczenia regulacyjne, jak i sięgając do oczekiwanych, społecznie uzgodnionych rozwiązań względem zakładanych odległości. Otrzymany wynik wskazuje pełen potencjał onshore wind, którego wykorzystanie zależy jednak m.in. od kształtu przepisów prawnych, optymalizacji procedur administracyjnych oraz rozwiązania licznych problemów w zakresie funkcjonowania sieci elektroenergetycznych.

Wyzwaniem stojącym przed Polską jest także sprostanie zaktualizowanej Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października o promowaniu energii ze źródeł odnawialnych (tzw. Dyrektywa RED III), która weszła w życie w dniu 20 listopada 2023 r. Ustanowione w tym dokumencie obszary przyspieszonego rozwoju energii ze źródeł odnawialnych są jedną z najważniejszych nowości regulacyjnych do wdrożenia. To unijny sposób na przyspieszenie wydawania pozwoleń (permittingu) dla budowy i przyłączenia do sieci instalacji OZE, które są obecnie głównym czynnikiem opóźniającym procesy powstawania projektów. W założeniu proces ma nie być dłuższy niż 12 miesięcy. Proces wyznaczania obszarów przyspieszonego rozwoju OZE rząd chce zakończyć w bieżącym roku. Oznacza to, że projekt zmian legislacyjnych powinien być przedstawiony przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska na przełomie drugiego i trzeciego kwartału tego roku. Ramy prawne w tym zakresie mogą znacząco wpłynąć na kształt polskiego rynku OZE w kolejnych latach.

Obecne brzmienie kluczowej ustawy dla lądowej energetyki wiatrowej (LEW), czyli ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wymaga, w ocenie sektora wiatrowego, zmian, aby w sposób efektywny i konkurencyjny na rynku wykorzystać możliwości, które niesie ze sobą rozwój energii z wiatru zarówno dla systemu elektroenergetycznego jak i dla gospodarki. Dla sektora onshore wind w Polsce nadal

główną barierą są ograniczenia lokalizacyjne. Wprowadzona w 2016 r. tzw. zasada 10H została złagodzona dopiero ustawą z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, gdzie pojawił się zapis 700 metrów, jako minimalna odległość turbiny wiatrowej od zabudowań. Odległość określona na poziomie 700 m w ustawie spowodowała redukcję możliwej mocy zainstalowanej o około 60-70% względem pierwotnej propozycji 500 m. Dopiero wprowadzenie odległości minimalnej 500 metrów umożliwi wykorzystanie potencjału energetyki wiatrowej z zachowaniem szerokiego konsensusu, wypracowanego w trakcie blisko dwuletnich prac nad ww. nowelizacją tzw. ustawy odległościowej.

Z kolei morska energetyka wiatrowa w Polsce to dziś po Danii i Niemczech trzeci co do wielkości rynek dla wiatru w UE. Wynika to z faktu, że 30% potencjału Morza Bałtyckiego w zakresie MEW zidentyfikowano na terenie polskiej wyłącznej strefy ekonomicznej. Potencjał energetyczny polskiej części Morza Bałtyckiego uznawany jest za jeden z największych w Europie, sięgający nawet 33 GW. Jego wykorzystanie pozwoliłoby na zaspokojenie niemal 60% zapotrzebowania na energię elektryczną Polski. Aby tak się stało sektor wiatrowy dostrzega konieczność zmian regulacyjnych, które przyspieszą realizację projektów offshore wind. Niezbędne w tym zakresie będzie m.in. zoptymalizowanie procesów administracyjnych, co jest jednym z głównych narzędzi rekomendowanych przez Unię Europejską. By polski offshore wind powstał na czas, usunięcie barier administracyjnych powinno być priorytetem obecnego rządu w obliczu budowania bezpieczeństwa energetycznego kraju.



Zachęcamy do zapoznania się z rekomendacjami zmian legislacyjnych w zakresie lądowej energetyki wiatrowej przygotowanymi przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej. Prezentowane propozycje poprawek do licznych ustaw pozwolą nie tylko usystematyzować procesy inwestycyjne, ale także z praktycznego punktu widzenia ożywić sektor, przyspieszyć kluczowe procedury administracyjne, ale przede wszystkim efektywnie i w racjonalnym czasie wykorzystać pełen potencjał energetyki wiatrowej na terenie Polski.

By podjąć rzetelny i merytoryczny dialog w ramach dyskusji nad kierunkowymi, strategicznymi dokumentami rządowymi definiującymi przyszły miks elektroenergetyczny Polski, bardzo precyzyjnie, przy użyciu najnowszych narzędzi planistycznych oraz danych przestrzennych, oszacowaliśmy obecny potencjał lądowej energetyki wiatrowej.

Zapraszamy do lektury i analizy naszego opracowania.

1. Propozycje zmian legislacyjnych w zakresie lądowej energetyki wiatrowej

Krajowy system elektroenergetyczny (KSE) zmienia się dynamicznie, odnotowując coraz większy udział odnawialnych źródeł energii w strukturze mocy i produkcji energii elektrycznej, dlatego kluczowym wyzwaniem jest zapewnienie bezpiecznych warunków rozwoju OZE – szczególnie wielkoskalowych. Energetyka wiatrowa na lądzie jest jednym z elementów, które zapewnią w długofalowej perspektywie wystarczalność mocy i elastyczność systemu – co w przejściowym okresie wymaga jeszcze funkcjonowania węglowych i gazowych jednostek wytwórczych. W dalszej perspektywie w coraz większym stopniu elastyczność opartą na OZE wzmocnią będą magazyny energii oraz wodór.

Mając na uwadze konieczność przyrostu nowych mocy wiatrowych, niezbędna była weryfikacja dotychczasowych przepisów pod kątem ich zasadności i funkcjonalności dla obecnego systemu rynkowego i modeli biznesowych. Przegląd aktualnych regulacji pozwolił na zdefiniowanie obszarów wymagających korekt w celu osiągnięcia założonego celu – przyspieszenia inwestycji w lądową energetykę wiatrową. Na tej podstawie przygotowano szereg rekomendacji i propozycji zmian legislacyjnych, których wdrożenie powinno przynieść oczekiwany skutek.

1.1 Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724 z późn. zm.)

Zmiana odległości minimalnej pomiędzy elektrownią wiatrową, a zabudową mieszkaniową z 700 na 500 metrów oraz odstępianie od przepisów dotyczących tzw. kryterium odległościowego 10H.

Odblokowanie energetyki wiatrowej na lądzie to strategiczna decyzja w obliczu wysokich cen energii i konieczności zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego Polski. Ustawa z zapisem 700 metrów tylko w niewielkim stopniu umożliwia wykorzystanie potencjału, który drzemie w wietrze na lądzie. Dlatego w zakresie w/w ustawy **branża wiatrowa widzi zasadność zmiany w art. 4 ust. 1 i 4 przez przyjęcie bezwzględnej, minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego wynoszącej 500 m**, której nie można zmniejszyć. Taki zapis umożliwi pełne odblokowanie potencjału lądowej energetyki wiatrowej w Polsce. Jest to kryterium wypracowane w ramach długotrwałego rządowego procesu

legislacyjnego i stanowi kompromis pomiędzy interesami sektora OZE, rządu jako podmiotu odpowiedzialnego za zrealizowanie przez Polskę międzynarodowych celów dotyczących udziału OZE w końcowym zużyciu energii oraz mieszkańców gmin, w których inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych są realizowane. Ponadto należy wskazać, że proponowana odległość minimalna 500 m elektrowni wiatrowych od zabudowy mieszkalnej jest w pełni bezpieczna. Wyniki przeprowadzanych przez ekspertów pomiarów terenowych hałasu wokół farm wiatrowych wskazują, że z punktu widzenia bezpieczeństwa obywateli odległość 500 metrów jest w pełni

wystarczająca². Należy jednak pamiętać, że ostateczna odległość elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkalnej, jest zawsze określona metodami obliczeniowymi i weryfikowana pomiarami terenowymi dla każdego przypadku farmy wiatrowej z osobna.

W nawiązaniu do odległości należy wskazać także zmiany w art. 7 ust. 3, które miałyby na celu dostosowanie dotychczasowego brzmienia przepisu do minimalnej odległości 500 m pomiędzy elektrownią wiatrową, a zabudową mieszkalną. W przypadku, gdy odległość elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej wykracza poza granice gminy, w której jest lokalizowana ta elektrownia wiatrowa, plan miejscowy sporządza również gmina pobliska, co najmniej dla położonego na jej terenie obszaru znajdującego się w odległości nie większej niż 500 metrów od tej elektrowni wiatrowej.

Ponadto w art. 4 ust. 5 należy wprowadzić możliwość uzyskania od organu gminy zaświadczenia potwierdzającego, że na danym terenie znajduje się budynek o funkcji mieszanej. Zapis ten pozwoli podmiotom zainteresowanym realizacją elektrowni wiatrowej na analizę możliwości rozpoczęcia procedury inwestycyjnej, jeszcze przed podjęciem uchwały intencyjnej w przedmiocie sporządzenia projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub jego zmiany lokalizującego farmy wiatrowe.

Wraz z przyjęciem min. odległości 500 m **rekomenduje się wprowadzenie do art. 2 pkt. 5 definicję gminy pobliskiej**, czyli gminy, która znajduje się w odległości 500 m od elektrowni wiatrowej. Zaproponowana zmiana ma na celu dostosowanie dotychczasowego brzmienia przepisów do kryterium odległościowego.

Usunięcie sztywnych odległości pomiędzy elektrownią wiatrową, a linią elektroenergetyczną.

Określanie sztywnych odległości, bez indywidualnej oceny każdego przedsięwzięcia, działa na niekorzyść sektora energetyki wiatrowej ze względu na znaczne, niefunkcjonalne ograniczenia powierzchni Polski, która mogłaby zostać przeznaczona pod inwestycje wiatrowe. **Chcąc odblokować potencjał lądowych farm wiatrowych wskazane jest uchylene w ustawie art. 4a i 4b, które ustalają konkretne odległości od linii elektroenergetycznych.** Wprowadzanie sztywnych kryteriów odległościowych od linii elektroenergetycznych najwyższych napięć (220 i 400 kV) jest

nieproporcjonalne oraz zbędne, tworząc bardzo szerokie korytarze wyłączone z możliwości lokalizacji elektrowni wiatrowych. Określenie bezpiecznej odległości obiektów wiatrowych od infrastruktury przesyłowej jest elementem analizowanym przede wszystkim na etapie uzyskiwania decyzji o pozwoleniu na budowę. Należy przypomnieć, że przepisy w tym obszarze wcześniej nie funkcjonowały i zostały wprowadzone dopiero w 2023 r., a dotychczasowe doświadczenia nie sugerowały konieczności wprowadzenia sztywnej odległości od linii najwyższych napięć.

² Jasiński A.W., Kacejko P., Matuszczak K., Szulczyk J., Zagubień A.: Elektrownie wiatrowe w środowisku człowieka, Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk, Lublin 2022.

Usunięcie sztywnych odległości pomiędzy elektrownią wiatrową a formami ochrony przyrody tj. parki narodowe czy rezerваты przyrody.

Analogicznie do powyższego **proponujemy uchylenie w ustawie art. 4c ust. 2-4, które ustalają konkretne odległości od form ochrony przyrody**. W naszej ocenie, odgórne wprowadzanie kryterium odległościowego elektrowni wiatrowych od form ochrony przyrody należy uznać za ponadwymiarowe. Obecnie obowiązujące przepisy (w szczególności ustawa z 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody) w dostateczny sposób chronią formy ochrony przyrody takie jak parki narodowe czy rezerваты przyrody. Wokół parków narodowych, jak i rezerwatów przyrody tworzone są otuliny, czyli strefy ochronne graniczące z ww. formami ochrony przyrody i są wyznaczone indywidualnie dla formy ochrony przyrody w celu zabezpieczenia przed zagrożeniami zewnętrznymi wynikającymi z działalności człowieka. W orzecznictwie podkreśla się, że ustawowo określony cel otuliny stanowi podstawę do formułowania ograniczeń w sferze wykonywania wła-

sności nieruchomości położonych w otulinie, a w konsekwencji, że istnieje prawnie zapewniony system ochrony terenów znajdujących się w sąsiedztwie parków narodowych czy rezerwatów przyrody. Wyznaczona odległość od form ochrony przyrody powinna być następstwem przeprowadzonej przez regionalnego dyrektora ochrony środowiska oceny oddziaływania na środowisko konkretnego projektu elektrowni wiatrowej. W ramach tego postępowania organ ochrony środowiska w sposób kompleksowy analizuje wszelkie kwestie przyrodnicze, które poprzedza każdorazowo przedrealizacyjny monitoring środowiska. Podkreśla się dodatkowo, że technologia lądowej energetyki wiatrowej jako jedyna posiada zakaz lokalizacji elektrowni wiatrowych na terenach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych i obszarów Natura 2000, który zostaje utrzymany.

Wydłużenie procesu konsultacji społecznych dot. inwestycji w elektrownie wiatrowe oraz rozszerzenie systemu informacyjnego dla lokalnej społeczności.

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych w świetle okoliczności sprzed dekady budzących wątpliwości społeczności lokalnych dot. inwestycji wiatrowych na terenie ich gminy powinna zakładać wyczerpujący system informacyjny i konsultacji społecznych. Chcąc stworzyć model budowania dobrych relacji wszystkich interesariuszy: samorządów, inwestorów i społeczności lokalnych zaleca się rozszerzenie dialogu, by w dłuższej perspektywie planowana inwestycja odnotowała wymierne korzyści dla wszystkich stron. W świetle powyższego **proponujemy zmianę w w/w ustawie w art.**

6e ust. 1 i 2, które mają na celu wydłużenie maksymalnego terminu na rozpoczęcie pierwszych konsultacji do 60 dni, a także doprecyzowanie, że mają to być min. 2 dyskusje publiczne. Co więcej, gmina, w której ma być lokalizowana elektrownia wiatrowa, będzie ogłaszać o trwającej procedurze lokalizacyjnej społeczność lokalną za pośrednictwem prasy o większym zasięgu, obejmującym gminy pobliskie. Jednocześnie o trwającej procedurze planistycznej w gminie, w której ma powstać inwestycja, gminy pobliskie będą ogłaszały w sposób zwyczajowo przyjęty.

Wprowadzenie ułatwień w zakresie przeprowadzania remontu lub tzw. repoweringu elektrowni wiatrowych.

Dzięki wzrostowi mocy i produktywności nowoczesnych turbin wiatrowych, repowering oznacza dwukrotny wzrost produkcji energii przy dwukrotnym zmniejszeniu ilości turbin wiatrowych. Proces modernizacji elektrowni wiatrowej może trwać nawet kilka lat. Wiąże się z tym nie tylko kwestie techniczne, ale także wydłużenie umów dzierżaw i kolejny etap budowlany. W obecnych ramach prawnych ten proces jest w Polsce niemożliwy. Mając na uwadze ułatwienia w zakresie przeprowadzenia remontu oraz tzw. repoweringu sektor wiatrowy **sugeruje zmiany w zakresie art. 12 ustawy**. Zmiana ma na celu umożliwienie remontu turbiny lub budowy nowej instalacji w miejsce rozebranej elektrowni wiatrowej w dotychczasowej lokalizacji, przy zachowaniu min. 500 m od zabudowy mieszkalnej lub o funkcji mieszanej. W takim przypadku budynki mieszkalne oraz budynki o funkcji mieszanej lokalizowane lub budowane na podstawie tegoż artykułu nie będą brane pod uwagę przy weryfikacji określonego kryterium odległościowego.



Umożliwienie stosowania procedury uproszczonej oraz zintegrowanego planu inwestycyjnego w zakresie lokalizowania elektrowni wiatrowych.

Konieczną zmianą w obszarze przyspieszenia realizacji inwestycji w lądowe farmy wiatrowe jest propozycja zmiany art. 3 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, który umożliwi lokalizowanie elektrowni wiatrowych na podstawie procedury uproszczonej oraz zintegrowanego planu inwestycyjnego. Postępowanie uproszczone ma na celu przyspieszenie procesu inwestycyjnego związanego z lokalizacją instalacji odnawialnych

źródeł energii, w związku z objęciem instalacji o dużych mocach obowiązkiem lokalizacji na podstawie planu miejscowego, także w gminach pobliskich, które MPZM nie posiadają. Powyższa propozycja zmiany jest zgodna z założeniami nowelizacji ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, a w konsekwencji pozwoli gminie pobliskiej na szybszą reakcję w związku ze zidentyfikowaną potrzebą realizacji elektrowni wiatrowej w sąsiadującej gminie.

Umożliwienie inwestorom finansowania prac planistycznych w ramach przygotowania lub zmiany MPZM w zakresie powstawania inwestycji wiatrowej.

Obecne brzmienie przepisów umożliwia inwestorom partycypację w finansowaniu (części lub całości) poniesionych przez gminę kosztów jedynie uchwalenia zintegrowanego planu inwestycyjnego, zgodnie z art. 37ed ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. W ocenie branży wiatrowej, zasadnym jest rozszerzenie możliwości finansowania prac planistycznych także w ramach pozostałych trybów postępo-

wania planistycznego, szczególnie MPZP. **W celu przeniesienia na inwestora kosztów przygotowania projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub jego zmiany zalecamy dodanie art. 6fa**, który taką alternatywę umożliwia. Postanowienie ma szczególnie istotne znaczenie dla gmin, w których zasoby budżetowe nie pozwolą na przygotowanie miejscowych planów ze środków własnych gmin.

1.2 Ustawy z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2023 r. poz. 553)

Wykorzystanie obowiązujących MPZP do zmienionych zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych.

Dostosowanie przepisów prawnych w celu wykorzystania przyjętych już dokumentów planistycznych w gminach może w znacznym stopniu ułatwić i przyspieszyć etap przygotowawczy powstawania inwestycji wiatrowych. Dlatego PSEW zakłada **zmianę brzmienia art. 9 ust. 1 i 2 w/w ustawy dostosowując go do dotychczasowego przepisu przejściowego umożliwiającego wykorzystanie obowiązujących miejscowych planów zagospodarowania przestrzen-**

nego do zmienionych zasad lokalizowania elektrowni wiatrowych (minimalna odległość 500 metrów zamiast 700 metrów) oraz doprecyzowanie, że możliwe jest także wykorzystanie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, które obejmowały obszary niekiedy mniejsze niż równe minimalnej odległości. Takie dookreślenie pozwoli wykorzystać część istniejących już dokumentów planistycznych na realizację projektów farm wiatrowych.

Uwzględnienie oceny oddziaływania na środowisko przy wydawaniu decyzji o pozwoleniu na budowę budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji mieszanej zlokalizowanego przy elektrowni wiatrowej.

Zaleca się także dodanie do wskazanej ustawy przepis art. 12 ust. 2. Wprowadzony ustawą z dnia 9 marca 2023 r. o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw przepis art. 12 wyłączył konieczność zastosowania kryterium odległościowego, okre-

ślonego w art. 4 ust. 4 ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowej, przy lokalizowaniu budynków mieszkalnych albo o funkcji mieszanej od elektrowni wiatrowych, dla której uzyskano prawomocną decyzję o pozwoleniu na budowę przed 23 kwietnia 2023 r.

Przedmiotowy przepis nie określał jakie elementy będą weryfikowane przez organ architektoniczno-budowlany przy przyjmowaniu zgłoszenia lub wydawaniu decyzji o pozwoleniu na budowę budynku mieszkalnego lub budynku o funkcji

mieszanej. Zaproponowana zmiana w art. 12 ust. 2 w sposób jednoznaczny wskazuje, że organ ten będzie zobowiązany uwzględnić wyniki oceny oddziaływania na środowisko przeprowadzonej dla danej elektrowni wiatrowej.

Rozszerzenie katalogu podmiotów, które mogą skorzystać z instytucji prosumenta wirtualnego.

W świetle pojawienia się nowej instytucji w ustawie jaką jest prosument wirtualny, branża wiatrowa dostrzega potrzebę doprecyzowania zaproponowanych przez ustawodawcę przepisów w tym zakresie. Zmiany zaproponowane w art. 6g ust. 1-9 miałyby rozszerzyć katalog podmiotów, które mogą skorzystać możliwości skorzystania ze statusu prosumenta wirtualnego - poza wskazanymi w ustawie dotychczas mieszkańcami gminy, w której zlokalizowana jest elektrownia wiatrowa – mieszkańców gminy pobliskiej, a także członków klastra, członków spółdzielni energetycznych oraz członków (wspólników) obywatelskich społeczności energetycznych, których obszar działania obejmuje wskazane powyżej gminy. Przepis ten ma na celu umożliwienie szerszej grupie podmiotów skorzystanie z mocy elektrowni wiatrowej, wskazując przy tym kolejność w jakiej poszczególne podmioty mogłyby o status prosumenta wirtualnego wnioskować.

Warto zaznaczyć, że przedstawiony projekt ustawy o czasowych ograniczeniu cen za energię elektryczną, gaz ziemny i ciepło systemowe oraz o bonie energetycznym (druk nr 246) przewiduje zmianę terminu wejścia w życie instytucji pro-

sumenta wirtualnego do 2 lipca 2025 roku. Wynika to głównie z przesunięcia terminu uruchomienia Centralnego Systemu Informacji o Rynku Energii (CSIRE). CSIRE jest niezbędny do prawidłowego funkcjonowania prosumenta wirtualnego, ponieważ umożliwia przetwarzanie danych dotyczących rynku energii, które są potrzebne do prowadzenia rozliczeń. Niemniej jednak, z punktu widzenia inwestorów wiatrowych samo przesunięcie terminu wejścia w życie instytucji prosumenta wirtualnego nie oznacza potrzeby pilnego doszczegółowienia przedmiotowych przepisów związanych z inwestycjami w lądowe farmy wiatrowe. Powyższe wynika z potrzeby uwzględnienia tych rozwiązań w kalkulacji biznesowej realizowanych przez inwestorów projektów. Bez wiedzy w tym obszarze nie ma możliwości precyzyjnego określenia kosztów, które będą ponoszone na etapie realizacji projektów, a następnie funkcjonowania farm wiatrowych.

1.3 Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 977 z późn. zm.) (dalej: ustawa o planowaniu)

Przyspieszenie procesu inwestycyjnego dzięki procedurze uproszczonej, także w odniesieniu do gmin pobliskich.

Wdrożenie do systemu prawnego rekomendowanych przez PSEW zmian, wskazanych powyżej w ustawie z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, które dopuszczają możliwość wznoszenia farmy wiatrowej na podstawie procedury uproszczonej oraz zintegrowanego planu inwestycyjnego należy wówczas także uwzględnić w ustawie z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. **W celu zastosowania postępowania uproszczonego uchwalania lub zmiany planu miejscowego dla lokalizacji elektrowni wiatrowej w danej gminie, a także w odniesieniu do gmin pobliskich**, których obszar w całości lub w części znajduje się w zasięgu 500 m od elektrowni

wiatrowych **niezbędna będzie zmiana do art. 27b ust. 1 pkt 1) oraz dodanie pkt 1a)**. Przepisy mają na celu przyspieszenie procesu inwestycyjnego. Wdrożenie uproszczonej procedury uchwalenia planu miejscowego pozwoli usunąć problem, gdzie brak planu MPZM w gminie pobliskiej uniemożliwia wydanie pozwolenia na budowę dla elektrowni wiatrowej. Należy podkreślić, że gmina pobliska jest to gmina, w której nie lokalizuje się elektrowni wiatrowej, a jedynie jest gminą sąsiadującą z gminą, w której taka elektrownia będzie lokalizowana, zgodnie z definicją wprowadzoną w art. 2 pkt. 5 (ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724 z późn. zm.).

Przyspieszenie procesu inwestycyjnego dzięki procedurze stosowania zintegrowanego planu inwestycyjnego wraz z wprowadzeniem definicji inwestycji uzupełniającej.

Analogicznie do powyższego, dostosowując ustawę o planowaniu do zaproponowanych przez PSEW zmian w zakresie stosowania ZPI, oczekiwaną zmianą jest także **doprecyzowanie procedury stosowania zintegrowanego planu inwestycyjnego (ZPI) dla lokalizacji elektrowni wiatrowej, co wiąże się ze zmianą brzmienia art. 37ea ust. 2, art. 37eb ust. 2, art. 37ec (dodanie ust. 7-9)**. Dodatkowo, w związku z możliwym ewentualnym wszczęciem procedur prowadzących do uchwalenia zintegrowanego planu inwestycyjnego dla lokalizacji elektrowni wiatrowych

przed proponowanymi zmianami, postuluje się uwzględnienie przepisu przejściowego umożliwiającego stosowanie dotychczasowych procedur w celu ograniczenia ryzyka wydłużenia stosowania procedury uchwalania zintegrowanego planu inwestycyjnego. Przedstawiona propozycja ma ponadto na celu połączenie techniczne przepisów ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym w tym zakresie z przepisami odnoszącymi się do procedury planistycznej wynikającej z ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowej.

Tym samym, by ZPI funkcjonował zgodnie z założeniem, w art. 2 pkt 5a ustawy o planowaniu rekomenduje się wprowadzenie definicji inwestycji uzupełniającej, którą należy rozumieć jako wszelkie inwestycje, które w uzasadniony sposób

są związane i potrzebne dla inwestycji głównej oraz dopełniają lub rozszerzają jej działanie. Inwestycja uzupełniająca ma co do zasady służyć inwestycji głównej.

Rozszerzenie katalogu informacji dostępnych w rejestrze urbanistycznym.

Z punktu widzenia sektora wiatrowego w celu rzetelnego przygotowania inwestycji w zakresie instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym także elektrowni wiatrowych, konieczny jest dostęp do niżej wskazanych danych:

- 1) informacji z rejestru zabytków, w tym informacji o otoczeniu zabytku (a zatem o terenie wokół lub przy zabytku wyznaczonym w decyzji o wpisie tego terenu do rejestru zabytków), jak również z gminnej i wojewódzkiej ewidencji zabytków,
- 2) map zasadniczych,
- 3) informacji o utworzonych korytarzach ekologicznych.

Dlatego proponowane jest rozszerzenie katalogu informacji dostępnych w rejestrze urbanistycznym, tym samym uzupełnienie art. 67 ust. 1 w/w ustawy. Zmiany wskazane w tym przepisie uwzględniają konieczność publikacji w rejestrze urbanistycznym.

1.4 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 266)

Doprecyzowanie definicji wydzielonej jednostki wytwórczej w kontekście technologii opartej na linii bezpośredniej.

PSEW od dawna dostrzega konieczność intensyfikacji działań w sposobie i efektywności wykorzystania istniejącej już infrastruktury sieciowej. W kwestiach przyłączeniowych wymagane są pilne i przemyślane działania, nieobciążające odbiorców końcowych kosztami rozbudowy sieci. Rozwiązanie oparte na linii bezpośredniej zostało

już wprowadzone ustawą z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Obecnie wymaga ono jednak dodatkowego dopracowania tak, aby mogło skutecznie funkcjonować na rynku i zostać wykorzystane na masową skalę. **Zaleca się zatem doprecyzowanie definicji wydzielonej jednostki**

wytwórczej w art. 3 pkt. 11fa w kontekście właściwego rozumienia technologii opartej na linii bezpośredniej. Ma ona na celu jednoznaczne wskazanie, że w ramach relacji opartej o linię bezpośrednią konieczne jest istnienie dwóch

odrębnych podmiotów. Jednocześnie przepis ten przesądzi o nieobejmowaniu reżimem linii bezpośredniej tzw. autokonsumpcji.

Wydłużenie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w instalacji OZE.

Niejednokrotnie proces inwestycyjny w zakresie instalacji odnawialnego źródła energii wydłuża się na skutek przedłużających się postępowań administracyjnych, co w konsekwencji oznacza późniejsze rozpoczęcie wytwarzania energii elektrycznej. Mając powyższe na uwadze **rekomenduje się wprowadzenie przepisów umożliwiających wydłużenie terminu dostarczenia po raz pierwszy do sieci energii elektrycznej wytworzonej w tej instalacji, co należy uwzględnić w art. 7 ust. 2a¹ – 2a³**. Termin ten ulega wydłużeniu, na wniosek wytwórcy dostarczony do przedsiębiorstwa

energetycznego zajmującego się przesyłem lub dystrybucją energii elektrycznej, o czas wskazany przez wytwórcę, jednak nie dłużej niż 72 miesiące od dnia zawarcia umowy o przyłączenie. Ponadto wydłużenie terminu powinno być obwarowane spełnieniem dodatkowego warunku jakim jest posiadanie przez inwestora pozwolenia na budowę. Przepis ma na celu umożliwienie dostosowania ram harmonogramu rozwoju projektu z harmonogramem wynikającym z umowy o przyłączenie.

Umożliwienie dostępu do ekspertyz dla podmiotów, które ubiegają się o przyłączenie do sieci.

Zasadnym wydaje się również wprowadzenie przepisu art. 7 ust. 8e³, który podmiotom ubiegającym się o przyłączenie do sieci **możliwość dostępu do ekspertyz**, które są podstawą do wydania warunków przyłączenia lub odmowy wydania warunków przyłączenia przez opera-

torów sieci elektroenergetycznych. Dostęp do tych danych potwierdzi transparentność procedur stosowanych przez operatorów, a także umożliwi podmiotom ubiegającym się o przyłączenie rozważenie alternatywnych możliwości przyłączenia.



1.5 Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (t.j. Dz. U. z 2023 r. poz. 1094 z późn. zm.)

Zrównanie możliwości korzystania z decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez lądowe elektrownie wiatrowe z morskimi elektrowniami wiatrowymi.

Stan i ochrona środowiska są nieodłącznymi elementami związanymi ze wznoszeniem i użytkowaniem turbin wiatrowej, dlatego dostęp do informacji w tym zakresie jest kluczowy. **Proponowane zmiany przepisów w w/w ustawie wskazane w art. 72 ust. 3 i 5 oraz dodanie w art. 72 ust. 4 mają na celu zrównanie możliwości korzystania z decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przez lądowe elektrownie wiatrowe**

z morskimi elektrowniami wiatrowymi. Po wdrożeniu powyższego, ustawa nie będzie rozróżniać tych sytuacji w zależności od technologii lądowej czy morskiej i w obu przypadkach będzie to 10 lat. Dla porządku wprowadza się także przepis przejściowy, który dotyczy decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wydanych przed wejściem w życie nowych przepisów.



1.6 Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (t.j. Dz. U. z 2024 r. poz. 82 z późn. zm.)

Uproszczenie procesu inwestycyjnego w zakresie budowy infrastruktury i sieci uzbrojenia terenu, których oddziaływanie na grunty rolne jest ograniczone czasowo.

Mając na uwadze specyfikę przeznaczenia poszczególnych gruntów rolnych, zaleca się uproszczenie w zakresie uzyskiwania decyzji w ramach przeprowadzania prac przygotowawczych czy budowlanych pod inwestycje OZE. Rekomendowane jest uproszczenie procesu inwestycyjnego w zakresie budowy infrastruktury i sieci uzbrojenia terenu, których oddziaływanie na grunty rolne jest ograniczone czasowo (**brak wymaganej decyzji, jeżeli grunty rolne mają być wyłączone**

z produkcji na okres nieprzekraczający 6 miesięcy), dodając do art. 11 ust. 7. Przepis ten będzie dotyczył nie tylko inwestycji w instalacje odnawialnych źródeł energii np. w zakresie budowy infrastruktury elektroenergetycznej lub tymczasowych placów manewrowych, lecz również innych inwestycji na terenach użytkowanych rolniczo (np. mających na celu przeciwdziałanie wykluczeniu cyfrowemu poprzez budowę światłowodów).



2. Potencjał Lądowej Energetyki Wiatrowej w Polsce (Potencjał LEW)

2.1 Cel opracowania

Celem opracowania jest analiza potencjału lądowej energetyki wiatrowej w Polsce poprzez oszacowanie:

potencjalnej powierzchni kraju, na której możliwy jest rozwój LEW – ETAP I;

potencjału mocy zainstalowanej oraz produktywności lądowych elektrowni wiatrowych w Polsce – ETAP II.

- w dwóch wariantach:

Wariant 1

- przy zachowaniu odległości od budynków mieszkalnych **700 m** - zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724 z późn. zm.), tj. minimum 700m,

Wariant 2

- przy zachowaniu odległości od budynków mieszkalnych **500 m** – zgodnie z pierwotnym projektem ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych.

2.2 Zakres raportu i metodyka

Celem raportu nie jest ocena indywidualnych lokalizacji dla LEW, a oszacowanie potencjału tej technologii na obszarze Polski. W opracowaniu skupiono się na delimitacji obszarów potencjalnej lokalizacji inwestycji w elektrownie wiatrowe na lądzie metodą top – down. Punktem wyjścia dla przeprowadzonej analizy była eliminacja obszarów, które odpowiadają ograniczeniom planistycznym, następnie otrzymany potencjał został urealniony uwzględniając ograniczenia środowiskowe. Final-

nie, potencjał uwzględniający bariery planistyczno-środowiskowe, został zredukowany w związku z innymi **ograniczeniami** mogącymi mieć wpływ na realizację LEW.

2.2.1 ETAP I – Powierzchnia Polski, z potencjałem rozwoju LEW

Analiza planistyczna

Analizę potencjału przestrzennego oparto na trzech uzupełniających się źródłach danych:

Bazie Danych Obiektów Topograficznych (BDOT10k);

Centralnym Rejestrze Form Ochrony Przyrody (CRFOP);

Lokalnych, gminnych systemach informacji przestrzennej (SIP).

Bazach Danych Obiektów Topograficznych (BDOT10k)

Wektorowa baza danych zawierająca lokalizację przestrzenną obiektów topograficznych wraz z ich podstawową charakterystyką opisową. Treść i szczegółowość bazy odpowiada w ogólności tradycyjnej mapie topograficznej w skali 1:10 000. Zakres informacji gromadzonych w bazie, a także standardy techniczne określone są w Rozpo-

ządzeniu Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii z dnia 27 lipca 2021 r. w sprawie bazy danych obiektów topograficznych oraz bazy danych obiektów ogólnogeograficznych, a także standardowych opracowań kartograficznych (Dz. U. Z 2021 r. poz. 1412).

W ramach przeprowadzonej analizy z bazy (BDOT10k) wykorzystane zostały informacje o następującej tematyce:

Baza BDOT10k	
Zakres wykorzystanych danych	▶ tereny istniejącej zabudowy mieszkaniowej,
	▶ tereny pozostałej istniejącej zabudowy,
	▶ autostrady, drogi ekspresowe i drogi główne ruchu przyspieszonego,
	▶ lasy,
	▶ kompleksy użytkowania terenu, tj. kompleksy wojskowe, przemysłowe (w tym istniejące elektrownie słoneczne), komunikacyjne,
	▶ linie elektroenergetyczne najwyższych napięć,
	▶ istniejące turbiny wiatrowe,
	▶ wody powierzchniowe.

Tabela 1: Informacje wykorzystane z Bazy Danych Obiektów Topograficznych (BDOT10k)
(Źródło: opracowanie własne)

Centralnym Rejestrze Form Ochrony Przyrody (CRFOP)

System CRFOP prowadzony jest przez Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, na podstawie ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2023 r., poz.1336, z późn. zm.). Serwis zawiera dane dot. form ochrony ustanowianych przez organy takie jak: Regionalnych dyrektorów ochrony środowiska w zakresie rezer-

watów przyrody, Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska w zakresie obszarów Natura 2000; Dyrektora parku narodowego w zakresie parków narodowych itp. Integralną częścią systemu CRFOP jest interaktywny portal mapowy, zawierający przebiegi granic i lokalizacje wszystkich form ochrony przyrody występujących w Polsce.

W ramach niniejszej analizy z rejestru wykorzystano granice następujących form ochrony przyrody:

System CRFOP	
Zakres wykorzystanych danych	▶ Parki Narodowe
	▶ Rezerваты przyrody
	▶ Parki Krajobrazowe
	▶ Specjalne obszary ochrony Natura 2000
	▶ Obszary specjalnej ochrony Natura 2000

Tabela 2: Informacje wykorzystane z Systemu CRFOP (Źródło: opracowanie własne)

Lokalne, gminne systemy informacji przestrzennej

Systemy informacji przestrzennej (SIP) udostępnia dane w postaci wektorowej. Systemy informacji przestrzennej umożliwiają m.in. planowanie zagospodarowania terenów przestrzennych, ocenę wpływu na środowisko, a także mogą pełnić funkcję narzędzia do identyfikacji rozwoju trendów przestrzennych. Na potrzeby niniejszej analizy wykorzystane zostały dane dot. przeznaczenia terenów zawartych w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego. W tym miejscu należy podkreślić, że zaledwie ok. 27% gmin w Polsce udostępniło swoje dane, co ma ogromny wpływ na wynik końcowy analizy.



Założenia i przyjęta metodyka

Podstawą do niniejszego opracowania było wykonanie funkcjonalno-przestrzennej analizy buforowej. Podczas analizy uwzględniono następujące założenia:

Kryteria ograniczające/wykluczające lokalizację turbin wiatrowych	Przyjęta odległość ograniczająca/wykluczająca [m]
Tereny istniejącej zabudowy mieszkaniowej	Wariant 1: 800 (700m + bufor uwzględniający rozwój = 100m ³)
	Wariant 2: 600 (500m + bufor uwzględniający rozwój = 100m)
Tereny zabudowy mieszkaniowej w MPZP	Wariant 1: 700
	Wariant 2: 500
Tereny pozostałej istniejącej zabudowy	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k
Lasy	200
Autostrady, drogi ekspresowe i drogi główne ruchu przyspieszonego	200
Kompleksy użytkowania terenu, tj. kompleksy wojskowe, przemysłowe (w tym istniejące elektrownie słoneczne), komunikacyjne	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k
Linie elektroenergetyczne najwyższych napięć	500
Istniejące turbiny wiatrowe	600
Parki Narodowe	2500 (uśredniona wartość 10H)
Rezerваты Przyrody	500
Wody powierzchniowe	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k
Parki Krajobrazowe	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k
Natura 2000	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k

Tabela 3: Założenia przyjęte do opracowania potencjału LEW (Źródło: opracowanie własne)

³. Z uwagi na brak dostępności do bazy miejscowych planów zagospodarowania dla całej Polski oraz braku wiedzy na temat wydanych decyzji o warunkach zabudowy, autor opracowania zdecydował się na zastosowanie dodatkowej odległości 100 metrów od terenów już zabudowanych. Przyjęta dodatkowa odległość obejmuje tereny, które w pierwszej kolejności powinny być przeznaczane pod rozwój zabudowy mieszkaniowej. W związku z dużym prawdopodobieństwem, że w tej odległości obowiązują miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego (lub mogłyby obowiązywać) albo zostały wydane decyzje o warunkach zabudowy (lub mogłyby zostać wydane), zachowano bufor na rozwój zabudowy.

Część przyjętych parametrów takich jak np.: odległość od budynków mieszkaniowych wynika z obowiązujących przepisów prawa, natomiast część z nich z praktyki stosowanej przy tego rodzaju inwestycjach. Mając na uwadze te drugie, z potencjalnych obszarów lokalizacji LEW wykluczono obszary o powierzchni mniejszej niż 2ha oraz obszary, w których nie zmieści się turbina wiatrowa o średnicy rotora 180 m. Dodatkowo, każdy ze wskazanych obszarów został poddany dodatkowej, indywidualnej ocenie pod kątem prawdopodobieństwa możliwości lokalizacji nowych turbin wiatrowych. Indywidualna ocena polegała na zweryfikowaniu faktycznego użytkowania terenu na ortofotomapie. W przypadku, gdy faktyczne zagospodarowanie było kolizyjne w stosunku do elektrowni wiatrowych (np. elektrownie słoneczne, tereny zabudowane), granice terenu dostosowano do rzeczywistych możliwości.

W tym miejscu warto podkreślić, że przyjęte powyżej założenia mają na celu w sposób zgeneralizowany ocenić potencjał rozwojowy powierzchni Polski. Analiza skupia się głównie na założeniach, wynikających wprost z obowiązujących przepisów oraz powszechnie znanych wytycznych projektowych, a więc nie obejmuje wszystkich możliwych uwarunkowań, mogących wpływać na realizację elektrowni wiatrowych. Przykładowo, analiza ogólna nie uwzględnia stref ochronnych od terenów wojskowych, powierzchni ograniczających wysokość zabudowy w rejonie lotnisk, czy np. odległości od dróg publicznych o niższych klasach, niż drogi główne ruchu przyspieszonego. Powyżej wskazane kwestie są trudne do jednoznacznego przesądzenia przy okazji analizy w skali całego kraju. Zagadnienia te powinny zostać uwzględnione na późniejszym etapie szczegółowej analizy potencjału danego terenu.

Niemniej jednak, na potrzeby niniejszego opracowania podjęto próbę doszacowania wyników. Szczegółowym analizom poddano 20 gmin, uwzględniając w nich wszystkie lokalne uwarunkowania, w tym między innymi:

strefy rozwoju zabudowy wskazane w studium uwarunkowań kierunków i zagospodarowania przestrzennego;

strefy ochronne od terenów wojskowych i lotnisk.

Szczegółowa analiza wykazała, że procent niedoszacowania redukcji terenu pod LEW waha się od ok. 5% do 38% w zależności od gminy.



Numer gminy	Powierzchnia stref LEW – analiza ogólna (podstawowe założenia) [ha]	Powierzchnia stref LEW – analiza szczegółowa (rozszerzone założenia) [ha]	Procent niedoszacowania
Bielsk Podlaski	1729,61	1391,35	20%
Boćki	1291,25	1211,89	6%
Braniewo	549,66	519,86	5%
Chojnice	558,23	369,01	34%
Czarna	402,23	247,66	38%
Czyże	803,66	629,99	22%
Dąbrowa	410,34	307,85	25%
Główczyce	1275,52	811,55	36%
Gniewkowo	428,59	381,46	11%
Kępice	480,74	379,71	21%
Kruszwica	1528,33	1191,64	22%
Łosice	178,68	152,52	15%
Orla	966,80	693,61	28%
Połajewo	406,43	337,81	17%
Postomino	1081,73	924,10	15%
Potęgowo	1889,45	1418,41	25%
Stary Dziergoń	797,61	634,76	20%
Stary Targ	325,41	286,82	12%
Sztum	136,22	116,26	15%
Wyszki	380,43	359,04	6%
Średnia			20%

Tabela 4: Założenia przyjęte do opracowania potencjału LEW (Źródło: opracowanie własne)

Średnia niedoszacowania dla całej przyjętej próby wynosi ok. 20%. W związku z powyższym w wynikach końcowych, powierzchnie stref pod lokalizację

elektrowni wiatrowych pomniejszono o średnią wartość niedoszacowania.

Podsumowanie wyników analizy

Mając na uwadze przeprowadzoną analizę ogólną oraz przeprowadzoną pogłębioną analizę dla wybranych obszarów, a tym samym uwzględniając 20% niedoszacowania, w przypadku aktualnego ograniczenia w postaci 700 m od zabudowy mieszkaniowej (Wariant 1), potencjał lądowej energetyki wiatrowej został oszacowany na poziomie **ok. 1,7%** ogólnej powierzchni kraju, **ok. 528 tys. ha**. W przypadku zmniejszenia tej odległości do 500 m (Wariant 2), potencjał zwiększa się prawie dwukrotnie do **ok. 3,3%** (**ok. 1 020 tys. ha**).

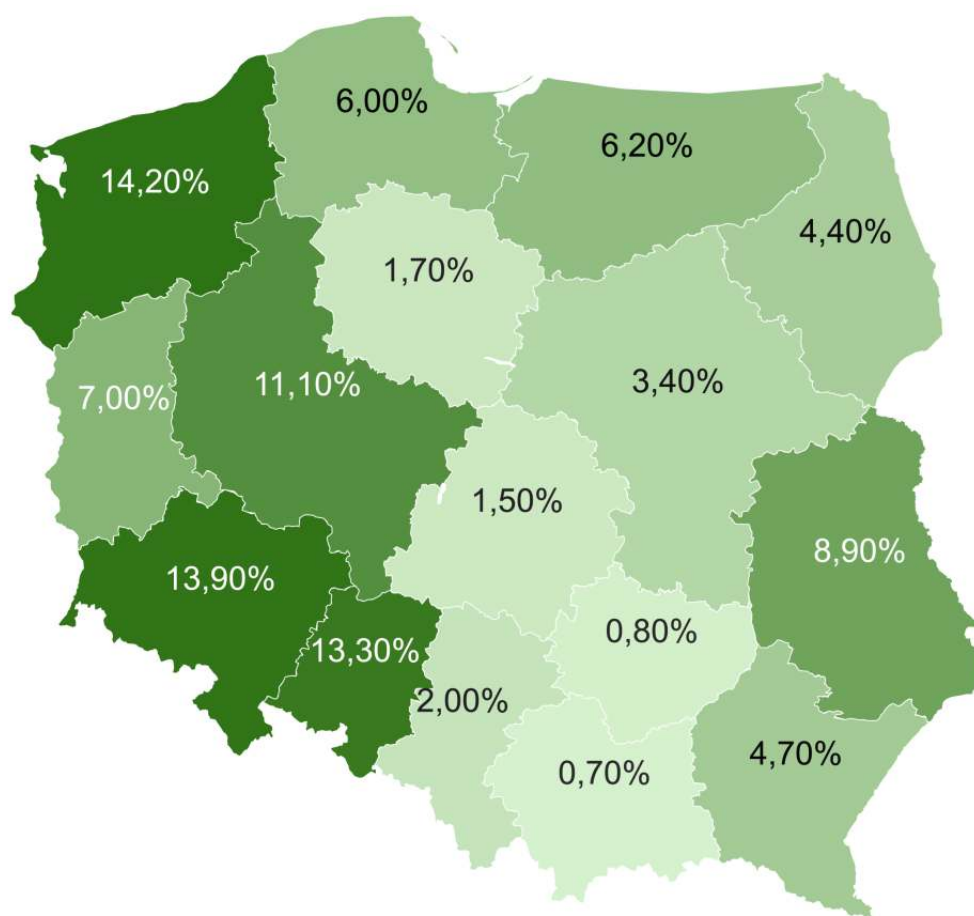
Największy potencjał, ponad 40% skupiają województwa dolnośląskie, opolskie wielkopolskie i zachodniopomorskie. Potencjalna powierzchnia obszarów sprzyjających rozwojowi LEW w każdym z tych województw przekracza 75 tys. ha. Najmniejszym zaś nieprzekraczający 1% potencjałem w skali kraju dysponują województwo małopolskie i świętokrzyskie.

Wariant 1 – 700 m

Województwo	Powierzchnia stref EW [ha]	Powierzchnia stref EW – doszacowana [ha]
dolnośląskie	92 107,6	73 686,1
kujawsko-pomorskie	11 409,9	9 127,9
lubelskie	59 068,3	47 254,6
lubuskie	46 025,8	36 820,6
łódzkie	10 128,1	8 102,5
małopolskie	4 831,0	3 864,8
mazowieckie	22 715,3	18 172,2
opolskie	87 891,3	70 313,0
podkarpackie	30 951,4	24 761,1
podlaskie	28 822,0	23 057,6
pomorskie	39 352,2	31 481,8
śląskie	13 439,2	10 751,4
świętokrzyskie	5 608,2	4 486,6
warmińsko-mazurskie	41 017,9	32 814,3
wielkopolskie	73 629,2	58 903,4
zachodnio-pomorskie	93 813,5	75 050,8
Suma końcowa	660 810,8	528 648,7

Tabela 5: Krajowy potencjał powierzchni pod LEW – wariant 1 (Źródło: opracowanie własne)



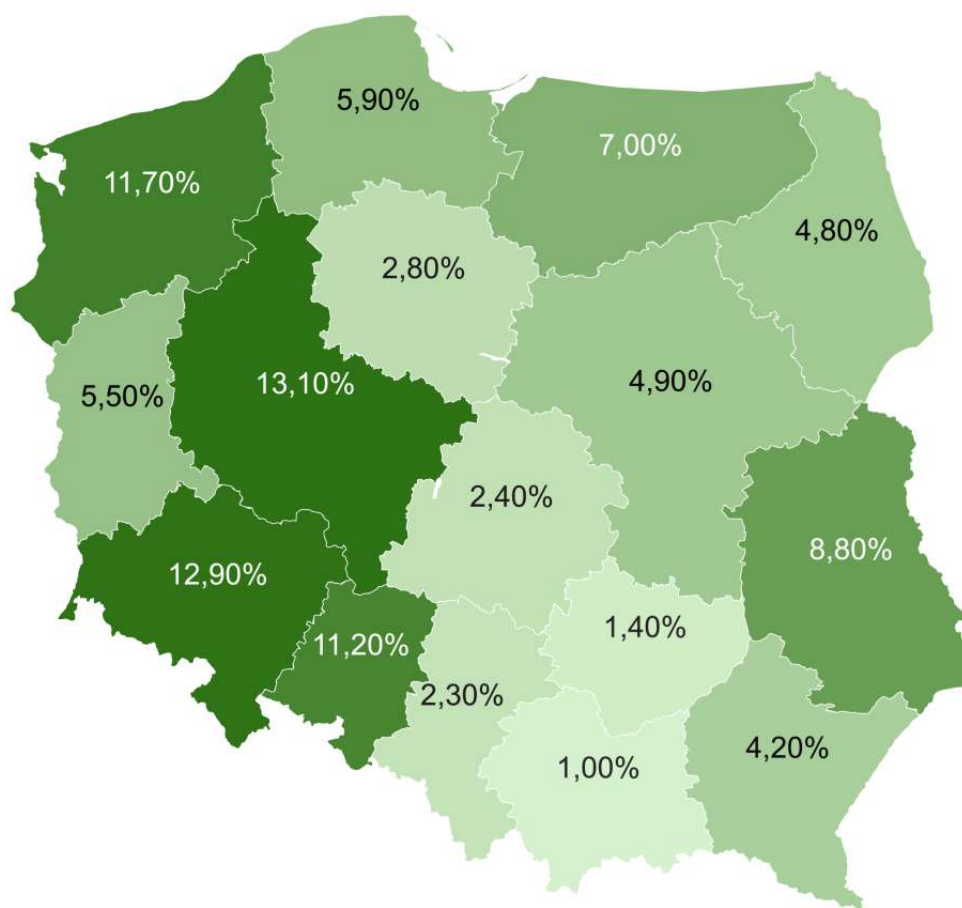


Rysunek 1: Procentowy rozkład potencjału LEW w województwach – 700 m
(Źródło: opracowanie własne)

Wariant 2 – 500 m

Województwo	Powierzchnia stref LEW [ha]	Powierzchnia stref LEW – doszacowana [ha]
dolnośląskie	165 038,3	132 030,6
kujawsko-pomorskie	36 168,3	28 934,6
lubelskie	112 868,4	90 294,7
lubuskie	70 189,2	56 151,4
łódzkie	30 666,2	24 533,0
małopolskie	12 224,9	9 779,9
mazowieckie	62 657,7	50 126,2
opolskie	143 168,0	114 534,4
podkarpackie	53 055,6	42 444,5
podlaskie	61 386,0	49 108,8
pomorskie	75 721,4	60 577,1
śląskie	29 154,9	23 323,9
świętokrzyskie	17 542,6	14 034,1
warmińsko-mazurskie	88 655,1	70 924,1
wielkopolskie	167 252,4	133 801,9
zachodnio-pomorskie	149 693,7	119 755,0
Suma końcowa	1 275 442,7	1 020 354,2

Tabela 6: Krajowy potencjał powierzchni pod LEW – wariant 2 (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 2: Procentowy rozkład potencjału LEW w województwach – 500 m (Źródło: opracowanie własne)

Z zaprezentowanych wyżej map (Rysunek 1 i Rysunek 2) wyraźnie wynika, że największy potencjał lądowej energetyki wiatrowej przy uwzględnieniu ograniczeń legislacyjnych oraz przestrzennych, obejmuje województwa Polski zachodniej i oraz województwo lubelskie i warmińsko-mazurskie. Polska centralna i wschodnia, z wyjątkiem woje-

wództwa lubelskiego, nie przekraczają łącznie 25% oszacowanego potencjału.

2.2.2 ETAP II – Potencjał produktywności i mocy zainstalowanej LEW w Polsce

Szacowanie zasobów wiatrowych

Pierwszym i kluczowym aspektem w prognozowaniu produktywności farm wiatrowych oraz w procesie ich projektowania jest oszacowanie zasobów wiatrowych. Zgodnie z przyjętą praktyką charakteryzuje się je za pomocą rozkładów prawdopodobieństwa prędkości i kierunku wiatru, przedstawianych graficznie w postaci tzw. róży wiatrów. W tym celu należy przede wszystkim wykonać precyzyjne, trwające 1-2 lata pomiary w lokalizacji projektowanej farmy wiatrowej; w przypadku farm lądowych do pomiarów używa się masztów pomiarowych lub laserowych urządzeń pomiarowych typu LiDAR.

Następnie, posiłkując się innymi, mniej dokładnymi, ale dostępnymi w dłuższym okresie danymi referencyjnymi, np. z okolicznych stacji pogodowych lub z numerycznych modeli pogody, wyznacza się wieloletnią, średnią prędkość wiatru na wy-

sokości gondoli turbin oraz jej zmienność kierunkową.

W niniejszym opracowaniu, ze względu na jego ogólnopolski i przybliżony charakter, a także konieczność przyjęcia spójnej metodyki dla wszystkich lokalizacji w kraju, ograniczono się do wysokiej jakości numerycznych danych pogodowych z The New European Wind Atlas (NEWA) (więcej o nich w sekcji: *Kilka słów o modelu NEWA*).

Dane NEWA pełnią w opracowaniu funkcję „wirtualnych punktów pomiarowych” w lokalizacjach przyszłych farm. Podejście takie, szczególnie na lądzie, obarczone jest znaczną niepewnością, ponieważ lądowe warunki wiatrowe bardziej niż na morzu determinowane są przez lokalne uwarunkowania takie jak: wysokość nad poziomem morza, rzeźba terenu i jego pokrycie.

Aby tę niepewność zminimalizować poczyniono następujące kroki:

Opracowanie oparto o najwyższej rozdzielczości danych NEWA – dostępnych na siatce obliczeniowej 50m x 50m i będących wynikiem obliczeń prowadzonych dwoma, zagnieżdżonymi modelami: mezoskalowym modelem pogodowym WRF⁴ i mikroskalowym modelem przepływu WAsP⁵. Użycie tego drugiego umożliwia bardziej precyzyjne odzwierciedlenie wpływu lokalnych czynników topograficznych na wietrzność;

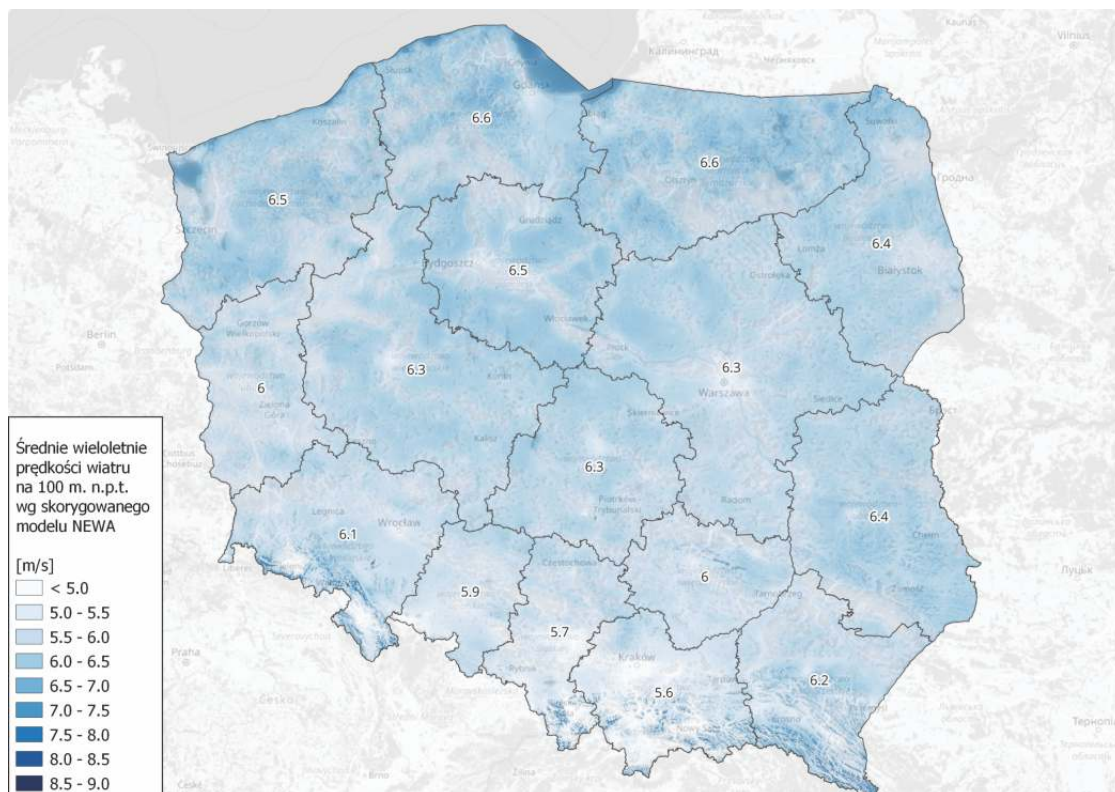
Surowe dane NEWA poddano eksperckiej ocenie, w ramach której porównano przewidywane w modelu prędkości wiatru z wieloletnim, skumulowanym doświadczeniem autorów zebranych w procesach projektowania farm wiatrowych w różnych częściach Polski. Wynikiem tej krytycznej oceny było wprowadzenie eksperckiej korekty „surowych” prędkości wiatru w modelu NEWA i ich redukcji o 10% (jednocześnie na terenie całego kraju).

⁴. Weather Research and Forecasting Model, więcej informacji: <https://www.mmm.ucar.edu/models/wrf/>;

⁵. Wind Atlas Analysis and Application Program, więcej informacji: <https://www.wasp.dk/>.

Na poniższym rysunku przedstawiono wynikową mapę średnich prędkości wiatru na wysokości 100 m. n.p.t. w skorygowanym ekspercko modelu NEWA. Dzięki korekcie przedziały wartości są wiarygodne. Jednocześnie, dzięki wysokiej rozdzielczości siatki obliczeniowej uzyskano reali-

styczną zmienność warunków wiatrowych w funkcji pokrycia terenu i jego rzeźby – warto zwrócić uwagę na wyraźnie niższe prędkości na terenach zalesionych, czy w dolinach rzek i wyższe na wyżynach, czy terenach odsłoniętych, lub na obszarach dużych zbiorników wodnych.



Rysunek 3: Długoterminowe prędkości wiatru na 100m n.p.t. na terenie Polski wg skorygowanego modelu NEWA. Wartości liczbowe są średnimi dla poszczególnych województw. (Źródło: opracowanie własne).

Ocena zasobów wiatrowych na obszarach zabudowy

Zaprezentowany wyżej skorygowany model wiatrowy NEWA zastosowano następnie do oszacowania średnich warunków wiatrowych na każdym

z potencjalnych obszarów zabudowy na 140 m n.p.t.

W tym celu przeprowadzono:

Interpolację między warstwami NEWA na 100m i 200m n.p.t. zakładając wykładniczy pionowy profil prędkości wiatru i współczynnika A rozkładu Weibulla⁶, oraz liniowy pionowy profil dla współczynnika k rozkładu Weibulla;

Uśrednienie tak otrzymanych warunków na 140 m n.p.t., w ramach każdego obszaru zabudowy.

W sekcji **Wyniki analizy – potencjał mocy zainstalowanej i produktywności** przedstawiono rezultaty tej części prac.

Kilka słów o modelu NEWA

The New European Wind Atlas⁷ powstał w 2019 roku jako wspólny wysiłek czołowych europejskich uczelni technicznych. Bazuje on na symulacjach przeszłych stanów atmosfery o stosunkowo wysokiej rozdzielczości przestrzennej i czasowej (rozdzielczość czasowa: 0,5 h, przestrzenna: 3 km (wariant mezoskalowy) i 50m (wariant mikroskalowy), lata symulacji: 1989 – 2018). Cechą wyróżniającą NEWA na tle innych podobnych mu mo-

deli jest ilość danych walidacyjnych użytych do jego kalibracji - składały się na nie setki punktów w całej Europie.

Na potrzeby tego opracowania skorzystano z mapy średnich wieloletnich prędkości wiatru na wysokościach 100 i 200 m n.p.m. (warstwa: *micro-scale climate mean*). **Dane pobrano z aplikacji NEWA w październiku 2023 r.**⁸

Referencyjny model turbiny

Założenia odnośnie parametrów technicznych turbin, takich jak ich krzywa mocy, są, obok wyników analizy wietrzności, kluczowe przy szacowaniu produktywności farm wiatrowych.

Na potrzeby raportu przyjęto tzw. model referencyjny turbiny **DNV Bladed Concept Model Onshore**

re D162 6.2MW, o mocy 6,2 MW. Zastosowanie modelu referencyjnego turbiny pozwala na uzyskanie miarodajnych wyników, które – z uwagi na duże prawdopodobieństwo do komercyjnie dostępnych modeli – są reprezentatywne dla branży, bez faworyzowania któregośkolwiek z producentów.

^{6.} Więcej informacji na temat rozkładu Weibulla: https://pl.wikipedia.org/wiki/Rozkład_Weibulla;

^{7.} Więcej szczegółów na temat NEWA, a zwłaszcza tego, jaką niepewnością obarczone są szacunki modelu, dostępnych jest w publikacjach: Javier Sanz Rodrigo et al. 2020, Report on WRF model sensitivity studies, 2019, oraz w wielu innych publikacjach zebranych na stronie: <https://www.neweuropeanwindatlas.eu/publications>;

^{8.} Dane NEWA można pobrać ze strony <https://map.neweuropeanwindatlas.eu/>.

Parametr	Wartość
Ogólna charakterystyka	Tradycyjna turbina z trzema łopatom i poziomą osią obrotu, sterowana kątem nastawu łopat (ang. <i>pitch control</i>).
Moc znamionowa generatora	6,2 MW
Średnica wirnika	162⁹ m
Wysokość wieży	140 m
Sterowanie	Tradycyjne dla tego typu turbin: dla prędkości wiatru niższych niż znamionowa – prędkość obrotowa wirnika wymuszana momentem na generatorze; dla prędkości wiatru powyżej znamionowej – stała moc wymuszana przez zmieniający się kąt nastawu łopat.
Moc właściwa turbiny	0,3 [kW mocy zainstalowanej/m ² powierzchni omiatanej przez wirnik]
Maksymalna wartość współczynnika mocy (power coefficient <i>C_p</i>)	0,35
Prędkość wiatru startowa	4 m/s
Prędkość wiatru znamionowa	13,0 m/s¹
Prędkość wiatru końcowa	30 m/s
Przełożenie napędu	przekładnia
Minimalna prędkość obrotowa	6,4 [obr/min]
Maksymalna prędkość obrotowa	10,1 [obr/min]

Tabela 7: Parametry turbiny DNV Bladed Concept Model Onshore D162 6.2MW

⁹. W części planistycznej analizy przyjęto 180m, niemniej niespójność ta nie ma wpływu na szacunki potencjału: w części planistycznej założenie średnicy wirnika wpływa tylko i wyłącznie na odrzucenie obszarów za małych, by posadzić na nich turbinę (nie wpływa na sam kształt obszarów, bo założone odległości od różnych obiektów są niezależne od wymiarów wiatraka). W tej części analizy części zaaplikowano dodatkowe odsunięcie od granicy obszaru zabudowy wynoszące D/2 i odrzucono obszary za małe by pomieścić jeden wiatrak. Dopiero na tym etapie faktycznie uwzględniono wymiar konstrukcji.

Metoda szacowania potencjału mocy zainstalowanej – założenia

Współczynnik gęstości rozmieszczenia turbin

W toku analizy planistycznej wyznaczono od 9 do 15 tysięcy potencjalnych obszarów zabudowy pod farmy wiatrowe na terenie Polski (w zależności od scenariusza minimalnej dopuszczalnej odległości turbiny od zabudowań). Z uwagi na ich mnogość przygotowanie poglądowych rozmieszczeń turbin na każdym z rozpatrywanych obszarów nie było

możliwe. Dlatego też w niniejszym opracowaniu zdecydowano się na podejście uproszczone, polegające na powiązaniu potencjału mocy zainstalowanej każdego obszaru zabudowy z jego powierzchnią – za pomocą średniego współczynnika gęstości rozmieszczenia turbin.

W takim uproszczonym podejściu końcowe wyniki potencjału mocy zainstalowanej są silnie uzależnione od wartości tego współczynnika. Dlatego jego dobór poprzedzono szczegółową analizą. Finalnie zastosowano następującą metodę szacowania potencjału mocy zainstalowanej danego obszaru zabudowy w funkcji jego powierzchni:

wyznaczone w części planistycznej obszary „przycięto” w taki sposób, by uwzględnić wymiary wirnika turbiny referencyjnej – zastosowano dodatkowe odsunięcie od granic obszaru zabudowy wynoszące 81m (połowa średnicy wirnika);

odrzucono te obszary, które po powyższej operacji były mniejsze niż 2500 m²¹⁰;

przyjęto, konserwatywnie, średni współczynnik gęstości posadowienia turbin na poziomie: 15 MW/km².

W sekcji: **Wyniki analizy – potencjał mocy zainstalowanej i produktywności** przedstawiono zagregowany do województw potencjał mocy zainstalowanej lądowych farm wiatrowych w wariantach odsunięcia od zabudowań: 700 m

i 500 m będący sumą potencjałów wszystkich pojedynczych obszarów skorygowanych o 20% w dół, zgodnie z założeniami z ETAPU I opracowania.

¹⁰. Minimalny obszar niezbędny by umożliwić budowę turbiny - wymiary fundamentu, plac montażowy itp.

Metoda szacowania produktywności

W oparciu o wyniki analizy wietrzności, szacunki potencjału mocy zainstalowanej i zgrubne obliczenia produktywności, w tym strat aerodynamicznych, oszacowano potencjał produktywności obszarów wg następującej metodyki:

- 1) Wykorzystano charakterystykę turbiny referencyjnej (krzywa mocy), rozkładu prawdopodobieństwa prędkości wiatru na 140 m. n.p.t. wg modelu NEWA zdefiniowanego przez średnie współczynniki A i k rozkładu Weibulla na danym obszarze oraz informację o potencjale mocy zainstalowanej na danym obszarze obliczono jego średnioroczną produktywność brutto;
- 2) Dla każdego obszaru oszacowano straty aerodynamiczne wewnętrzne i zewnętrzne, wg poniższych założeń:
 - a) Przyjęto, ekspercko, maksymalny i minimalny poziom strat aerodynamicznych wg poniżej tabeli, gdzie poziom maksymalny odpowiada dużemu zagęszczeniu wiatraków w dużej licznie, a poziom minimalny wolno stojącym, pojedynczym turbinom, nie mającym na siebie istotnego wpływu aerodynamicznego:

	Max	Min
Straty aerodynamiczne wewnętrzne	17%	1%
Straty aerodynamiczne zewnętrzne	10%	0%

Tabela 8: Straty aerodynamiczne (Źródło: wiedza ekspercka autora opracowania)

b) Założono liniowy związek strat aerodynamicznych wewnętrznych na danym obszarze z jego powierzchnią w taki sposób, że straty maksymalne aplikowano dla obszarów o powierzchni równej lub większej niż 99 percentyl rozkładu prawdopodobieństwa powierzchni, zaś dla pozostałych obszarów aplikowano straty między minimum a maksimum liniowo proporcjonalnie do wielkości obszaru. Na przykład: dla obszaru posiadającego powierzchnię równą 50% powierzchni obszaru odpowiadającemu 99 percentylowi rozkładu założono straty aerodynamiczne wewnętrzne równe 1% (straty minimalne) + 50% (17% - 1%) = 9%;

c) Analogicznie do strat wewnętrznych założono liniowy związek strat aerodynamicznych zewnętrznych dla danego obszaru z sumą powierzchni sąsiadujących nowych obszarów zabudowy i obszarów zabudowy istniejących turbin wiatrowych. Powierzchnię tę analizowano w odległości 20 średnic wirnika turbiny referencyjnej od granic danego obszaru zabudowy. Powierzchnię zabudowy sąsiadujących istniejących farm uzyskano nakładając 600m¹¹ bufor wokół lokalizacji istniejących turbin wg OpenStreetMaps.

¹¹. Umowna bufor przyjęty na potrzeby analizy.

3) Poziom pozostałych strat technicznych, wg poniższej tabeli, przyjęto jednakowo dla wszystkich obszarów zabudowy:

Kategoria strat	Poziom
Straty związane z przesyłem energii elektrycznej	3%
Straty związane z dostępnością techniczną turbin (remonty planowe i awaryjne)	3%
Straty związane z nieoptymalnymi warunkami i nastawami pracy turbiny (błędy w sterowniku, inne niż katalogowe wartości intensywności turbulencji, czy pionowego profilu wiatru skutkujące obniżeniem produktywności)	3%
Straty związane z ograniczeniami pracy powodowanymi wpływem na środowisko naturalne i okolicznych mieszkańców (ochrona przed nadmiernym hałasem, wyłączenia w nocy związane z aktywnością nietoperzy, itp.)	3%

Tabela 9: Kategorie strat technicznych (Źródło: wiedza ekspercka autora opracowania):

4) Produktywność brutto przemnożono przez wyżej opisane współczynniki strat otrzymując produktywność netto. Na ostatecznym etapie wskaźnik produktywności netto został pomniejszonych o 20%, zgodnie z wynikami otrzymanymi na Etapie I opracowania.



2.3 Wyniki analizy – potencjał mocy zainstalowanej i produktywności

W poniższych podrozdziałach zaprezentowano wyniki przeprowadzonej analizy z uwzględ-

nieniem zidentyfikowanych ograniczeń.

2.3.1 Ograniczenia planistyczne

Potencjał teoretyczny

Zgodnie z przedstawioną metodyką z uwzględnieniem podziału na wariant 1 – 700 m i wariant 2 – 500 metrów od zabudowy mieszkaniowej,

w wyniku przeprowadzonej analizy oszacowano, że potencjał mocy zainstalowanej LEW wynosi odpowiednio ok. 63 GW i 118 GW.

Wariant	Potencjał teoretyczny [GW]	Potencjał produktywności [TWh]	Średni współczynnik wykorzystania mocy uśredniony na potencjalnych obszarach zabudowy [%]	Średnia wieloletnia prędkość wiatru uśredniona na potencjalnych obszarach zabudowy [m/s na 140m n.p.t.]
700 m	63.4	195.8	35.2	6.9
500 m	118.3	363.9	35.1	6.9

Tabela 10: Potencjał mocy zainstalowanej i produktywności (Źródło: opracowanie własne)

Teoretyczna realizacja lądowych farm wiatrowych, w odniesieniu do przyjętej metodyki zarówno w zakresie szacowania potencjału powierzchni kraju sprzyjającego rozwojowi LEW, jak również szczegółowej analizie produktywności i mocy

zainstalowanej, uwzględniając aktualnie obowiązujące ograniczenia legislacyjne, pozwoliłaby teoretycznie na całkowite zaspokojenie zapotrzebowania na energię elektryczną z 2023 r., które wynosiło około 170¹² TWh.

^{12.} Raport 2023 KSE :Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2023 roku”.

W tabelach poniżej zaprezentowano potencjał teoretyczny LEW w poszczególnych województwach w rozbiściu na dwa warianty od zabudowy mieszkaniowej: 500 m i 700 m.

Wariant 1 – 700 m

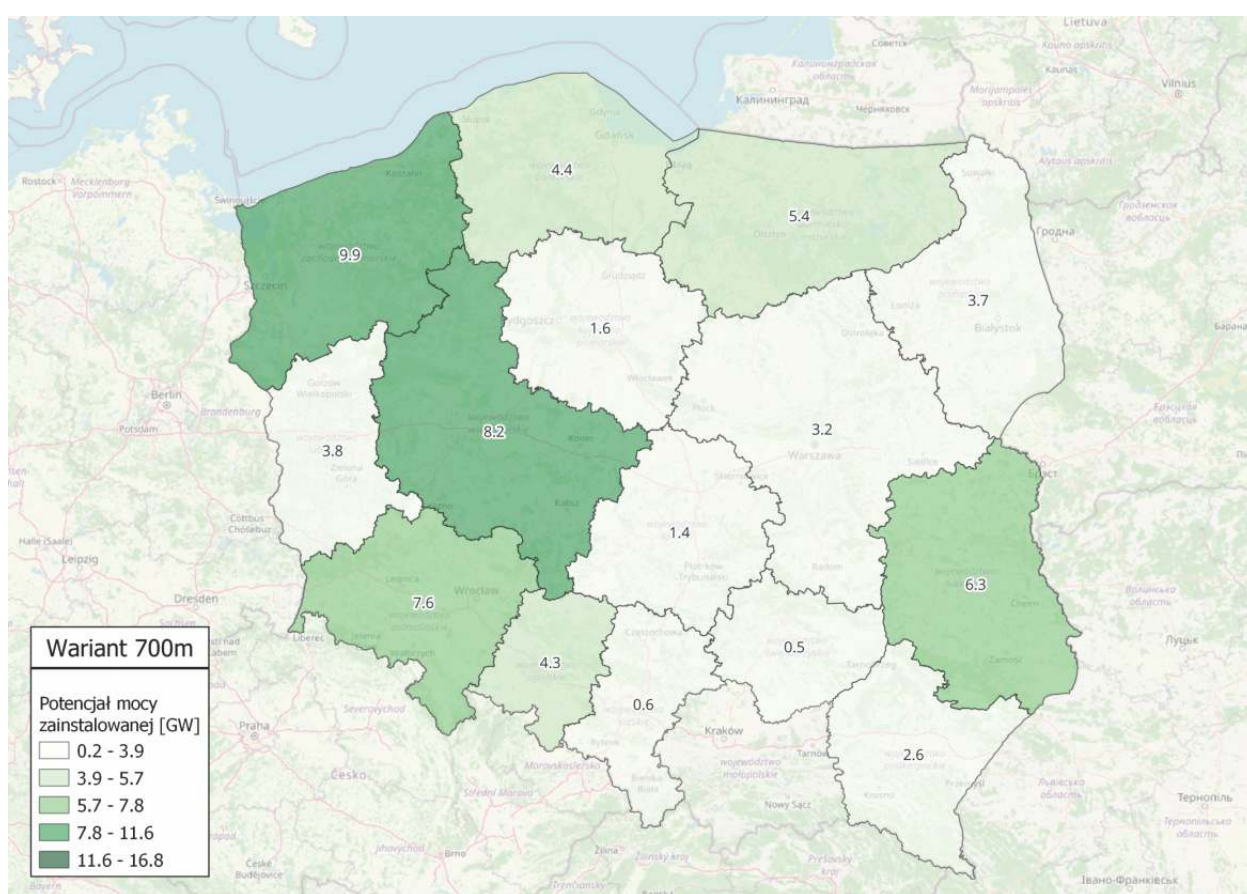
Województwo	Potencjał teoretyczny [GW]	Potencjał produktywności [TWh]	Współczynnik wykorzystania mocy uśredniony na potencjalnych obszarach zabudowy [%]	Średnia wieloletnia prędkość wiatru uśredniona na potencjalnych obszarach zabudowy [m/s na 140m n.p.t.]	Powierzchnia województwa przeznaczona pod potencjalne obszary zabudowy [%]
zachodniopomorskie	9.9	32.0	36.7%	7.1	1.9%
lubuskie	3.8	11.0	32.7%	6.7	1.3%
dolnośląskie	7.6	21.6	32.3%	6.7	1.7%
wielkopolskie	8.2	25.7	36.0%	6.9	1.0%
pomorskie	4.4	14.1	36.5%	7.1	0.9%
opolskie	4.3	10.8	28.9%	6.7	2.7%
kujawsko-pomorskie	1.6	5.4	39.4%	7.2	0.3%
śląskie	0.6	1.6	32.9%	6.7	0.2%
łódzkie	1.4	4.3	35.9%	6.9	0.2%
małopolskie	0.1	0.2	33.5%	6.6	0.0%
warmińsko-mazurskie	5.4	18.6	39.0%	7.2	0.7%
mazowieckie	3.2	10.3	36.2%	6.9	0.2%
świętokrzyskie	0.5	1.3	33.7%	6.7	0.1%
podkarpackie	2.6	7.3	32.2%	6.8	0.7%
podlaskie	3.7	11.8	36.8%	7.0	0.6%
lubelskie	6.3	19.6	35.8%	7.0	1.1%
Suma/Średnia	63.4	195.8	35.2	6.9	—

Tabela 11: Potencjał teoretyczny LEW – Wariant 700 m (Źródło: opracowanie własne)

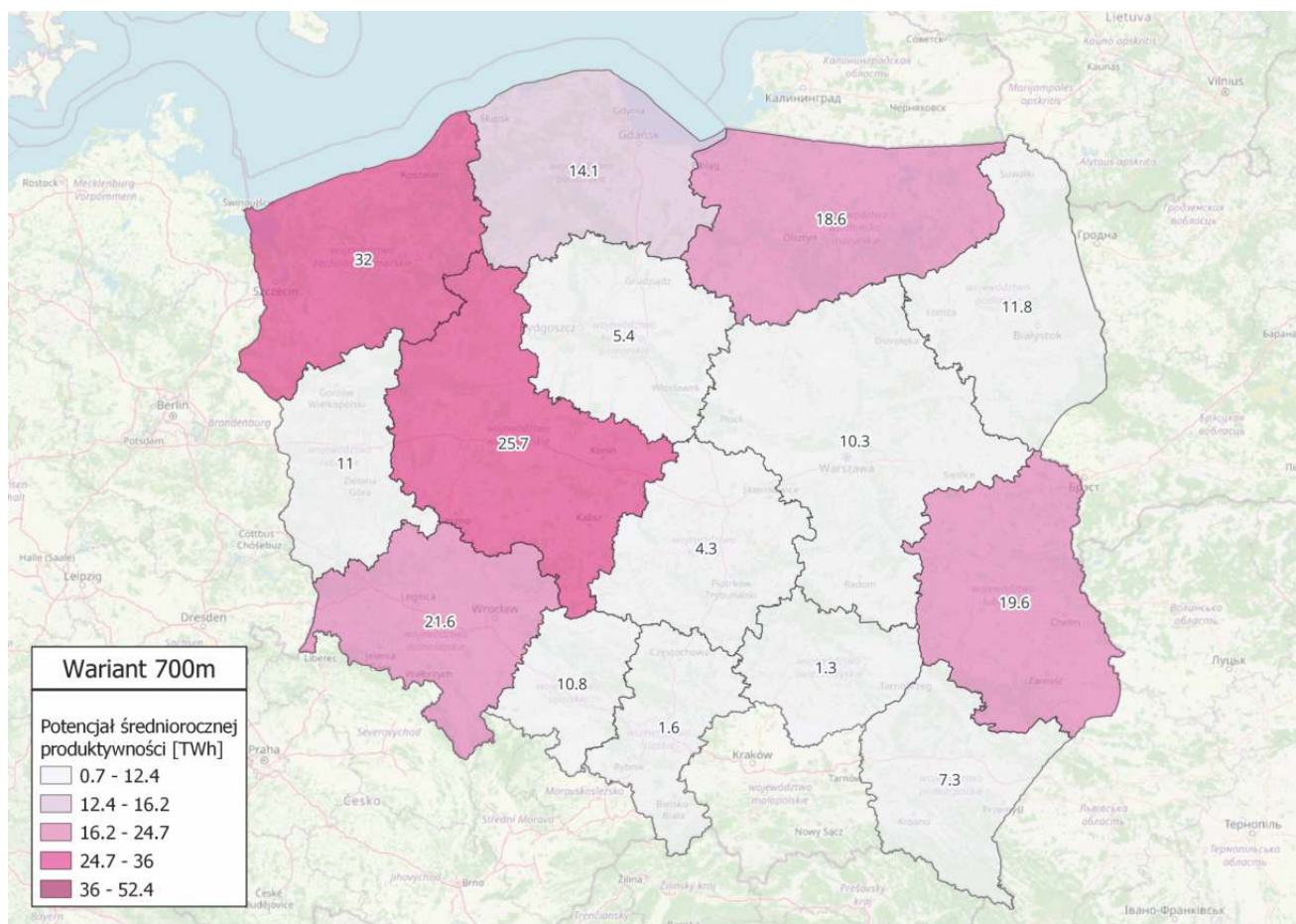
Z przeprowadzonej analizy wynika, że województwa warmińsko-mazurskie i kujawsko-pomorskie charakteryzują się najlepszym współczynnikiem wykorzystania mocy na poziomie 39%, jednocześnie województwa te charakteryzują się dość niskim procentowym udziałem obszarów przeznaczonych pod potencjalne LEW.

Największy wkład LEW w zasilenie polskiego systemu elektroenergetycznego należy do woje-

wództwa zachodniopomorskiego, wielkopolskiego i dolnośląskiego. Najmniej atrakcyjnie na tle całego kraju wypada województwo małopolskie, z potencjałem mocy zainstalowanej na poziomie 0,1 GW, i produktywności rzędu 0,2 TWh. Dla zachowania przejrzystości i spójności prezentowanych danych w wariancie 1 i wariancie 2, na Rysunkach 4 i 5 nie uwzględniono wizualizacji wyników dla tego województwa.



Rysunek 4: Szacunek mocy zainstalowanej potencjalnych obszarów zabudowy w wariancie 700m zagregowany do poziomu województw (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 5: Szacunek średniorocznej produktywności netto na potencjalnych obszarach zabudowy w wariantie 700m, zagregowany do poziomu województw (Źródło: opracowanie własne)

Wariant 2 – 500 m

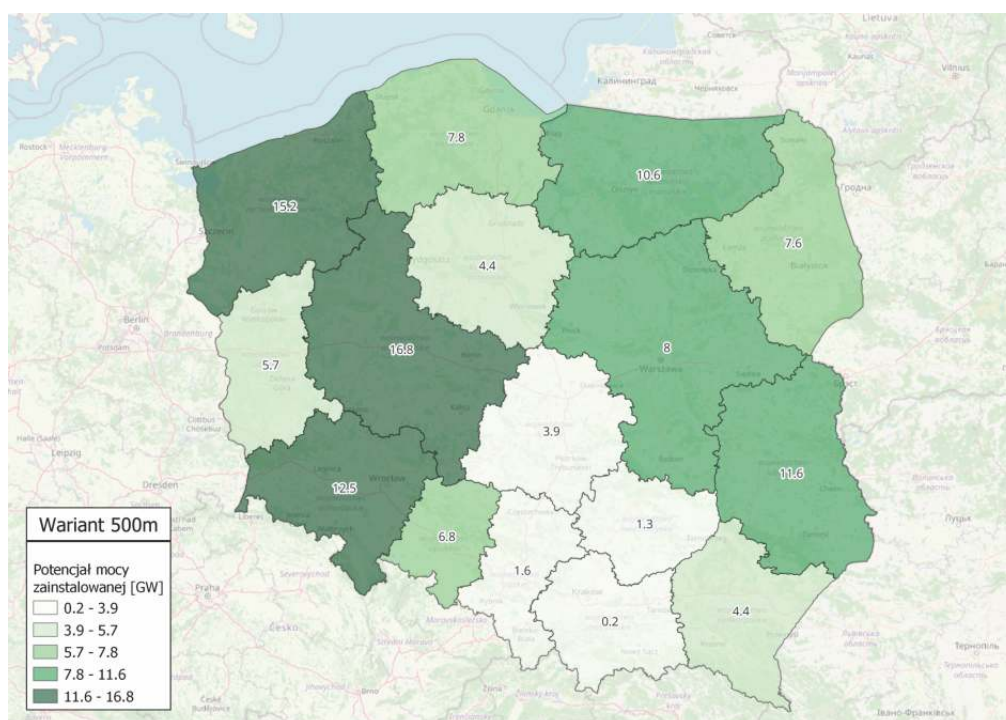
Liberalizacja przepisów odległościowych mogłaby przyczynić się do uwolnienia potencjału na poziomie ponad 110 GW, dając rekordową produktywność rzędu 360 TWh, ponad dwukrotnie więcej niż rzeczywiste zapotrzebowanie w 2023 r.

Dokonując analizy potencjału LEW, z uwzględnieniem pierwotnego brzmienia zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, w zakresie odległości od budynków mieszkalnych tj. 500 m, większość województw praktycznie

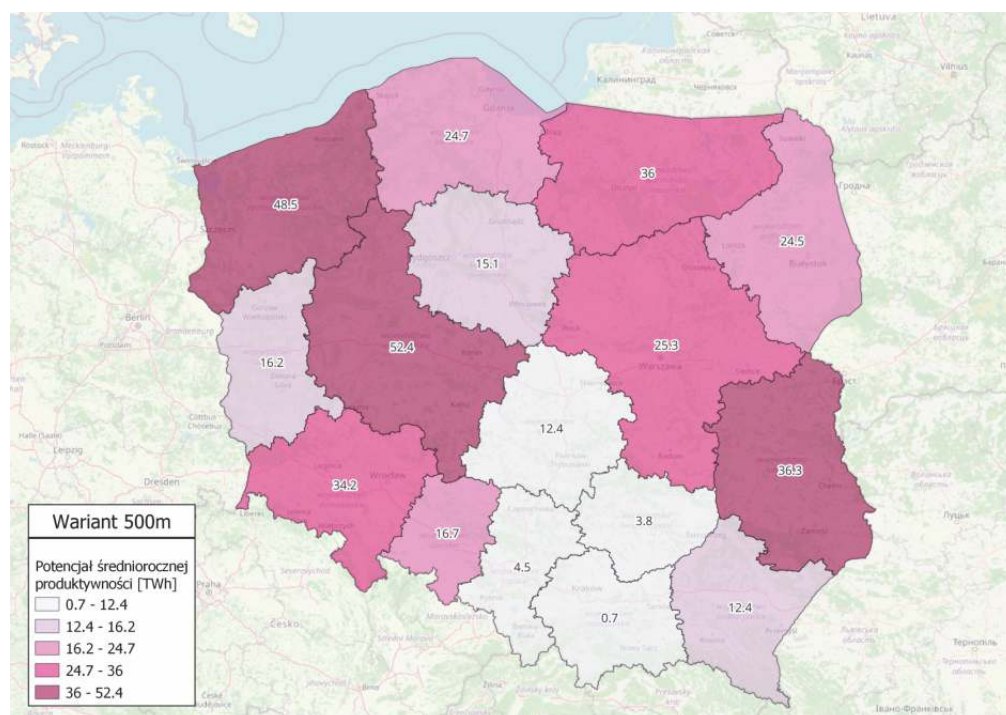
podwoiło teoretyczną moc zainstalowaną. W przypadku województwa mazowieckiego zmniejszenie odległości o 200 metrów w stosunku do aktualnego brzmienia ustawy, przyczyniłoby się do ponad dwukrotnego uwolnienia potencjału, z zakładanych w wariantie 1 - 3,2 GW do 8 GW, wypełniając tym samym lukę potencjału w środkowej Polsce. Niezmiennie na końcu zestawienia znajdują się województwa Polski południowej: śląskie, małopolskie oraz centralnej: świętokrzyskie i łódzkie.

Województwo	Potencjał teoretyczny [GW]	Potencjał produktywności [TWh]	Współczynnik wykorzystania mocy uśredniony na potencjalnych obszarach zabudowy [%]	Średnia wieloletnia prędkość wiatru uśredniona na potencjalnych obszarach zabudowy [m/s na 140m n.p.t.]	Powierzchnia województwa przeznaczona pod potencjalne obszary zabudowy [%]
zachodniopomorskie	15.2	48.5	36.4%	7.1	3.1%
lubuskie	5.7	16.2	32.6%	6.7	2.0%
dolnośląskie	12.5	34.2	31.3%	6.7	3.3%
wielkopolskie	16.8	52.4	35.5%	6.9	2.5%
pomorskie	7.8	24.7	36.2%	7.1	1.9%
opolskie	6.8	16.7	28.3%	6.7	4.5%
kujawsko-pomorskie	4.4	15.1	39.3%	7.2	0.8%
śląskie	1.6	4.5	32.0%	6.7	0.6%
łódzkie	3.9	12.4	36.1%	6.9	0.7%
małopolskie	0.2	0.7	34.4%	6.7	0.0%
warmińsko-mazurskie	10.6	36.0	38.7%	7.2	1.5%
mazowieckie	8.0	25.3	36.3%	6.9	0.7%
świętokrzyskie	1.3	3.8	33.7%	6.7	0.4%
podkarpackie	4.4	12.4	32.3%	6.8	1.3%
podlaskie	7.6	24.5	36.7%	7.0	1.3%
lubelskie	11.6	36.3	35.7%	7.0	2.1%
Suma/Średnia	118.3	363.9	35.1	6.9	—

Tabela 12: Potencjał teoretyczny LEW – Wariant 500 m (Źródło: opracowanie własne)



Rysunek 6: Szacunek mocy zainstalowanej potencjalnych obszarów zabudowy w wariantcie 500m zagregowany do poziomu województw (Źródło: opracowanie własne)

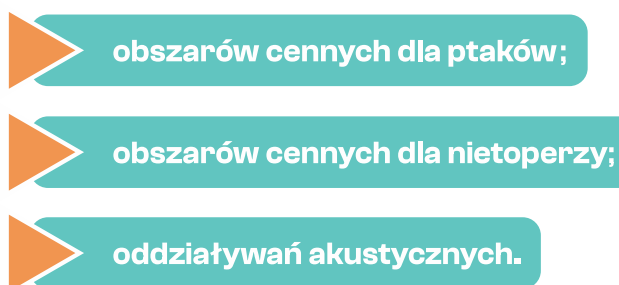


Rysunek 7: Szacunek średniorocznej produktywności netto na potencjalnych obszarach zabudowy w wariantcie 500m, zagregowany do poziomu województw (Źródło: opracowanie własne)

2.3.2 Ograniczenia środowiskowe

Szacując potencjał lądowej energetyki wiatrowej, należy mieć na uwadze, że poza ograniczeniami planistycznymi, uwzględnionymi w analizie przeprowadzonej w *rozdziale 2.2.1*, a następnie *rozdziale 2.3.1*, znaczący wpływ na lokalizację wybranego przedsięwzięcia mają uwarunkowania środowiskowe. Kwestie środowiskowe są naj-

bardziej wymagającym i rygorystycznym elementem całego procesu związanego z budową farm wiatrowych. Dokonując analizy potencjału obszaru dedykowanego konkretnej lokalizacji LEW, konieczne jest zebranie informacji na temat stanu środowiska, w ujęciu innym niż ustawowe ograniczenia odległościowe m.in. w zakresie:



Inwestorzy realizujący inwestycje w zakresie farm wiatrowych, zobowiązani są do wykonania szczegółowej analizy oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, w tym przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Zgodnie z ustawą z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. 2023, poz. 1094, z późn. zm.; dalej: OOS¹³), realizacja przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko oraz przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko musi być poprzedzona uzyskaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W przypadku przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, do których zaliczane są instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW¹³, przeprowadzenie oceny oddziaływania przedsięwzięcia

na środowisko jest obligatoryjne, natomiast w przypadku przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko, do których zaliczane są instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru, o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m, obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko może zostać stwierdzony w drodze postanowienia. W ramach procedury oceny oddziaływania na środowisko analizowane są m.in. bezpośredni i pośredni wpływ danego przedsięwzięcia na środowisko oraz ludność, w tym zdrowie i warunki życia ludzi, dobra materialne, zabytki, krajobraz, w tym krajobraz kulturowy, wzajemne powiązania między powyższymi elementami. Jednym z elementów oceny oddziaływania na środowisko jest raport oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, którego **szczegółowy zakres został wskazany w ustawie OOS**.

¹³. Zgodnie z Rozporządzeniem Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r., w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r., poz. 1938, z późn. zm.).

Warto podkreślić, że regulacje krajowe wynikają z implementacji przepisów unijnych, w zakresie ochrony środowiska, w tym m.in. tzw. Dyrektywy Ptasiej¹⁴, Dyrektywy Siedliskowej¹⁵.

W ramach procedury oceny oddziaływania na środowisko, inwestorzy zobowiązani są do przeprowadzenia szczegółowej, oceny oddziaływania przyszłej farmy na awifaunę, chirofaunę, czy też oddziaływania hałasu emitowanego przez farmy wiatrowe. W przypadku badań wpływu farm wiatrowych na środowisko ptaków czy nietoperzy, inwestorzy wykonują monitoringi (przed - i po realizacyjnych), w oparciu o powszechnie akceptowane przez organy ochrony przyrody wytyczne, a w ramach monitoringów przeprowadzane są wnikliwe badania terenowe.

Ze względu na uciążliwości jakie może powodować farma wiatrowa, niezwykle istotne jest wykonanie analizy akustycznej. Jest to jednocześnie bardzo trudne zagadnienie, ze względu na indywidualny charakter odbioru dźwięku i szeroki zakres parametrów, które należy wziąć pod uwagę podczas wykonywanych badań m.in.: pory roku, kierunek i prędkość wiatru, ukształtowanie terenu, rodzaj zabudowy, czy też tło akustyczne (inne dźwięki występujące w terenie). Wpływ emisji hałasu generowanego przez turbiny wiatrowe został szczegółowo przeanalizowany i opisany w monografii Komitetu Inżynierii Środowiska „Elektrownie Wiatrowe w Środowisku Człowieka”¹⁶.

Przeprowadzenie szczegółowej oceny wpływu turbin wiatrowych na awifaunę i chirofaunę czy też wykonanie analizy akustycznej dla obszaru całej Polski na tym etapie opracowania potencjału LEW nie jest możliwe, ze względu na brak szczegółowych danych w skali całego kraju. Zagadnienia te powinny zostać szczegółowo przeanalizowane na etapie podejmowania decyzji

dotyczących konkretnych inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe. Niemniej jednak, na potrzeby niniejszego opracowania LEW, podjęto działania w celu oszacowania wpływu powyższych zagadnień na potencjał LEW.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej na potrzeby sporządzenia analizy potencjału LEW w Polsce, przeprowadziło ankietę wśród ekspertów, praktyków zrzeszonych w ramach stowarzyszenia, w zakresie ograniczeń środowiskowych eliminujących analizowane przez te podmioty obszary jako obszary rozwoju lądowej energetyki wiatrowej. Na podstawie doświadczenia oraz eksperckiej wiedzy ankietowanych, oszacowano, że wymienione wyżej zagadnienia środowiskowe, wykluczają 50% wstępnie wybranych, poddanych analizie planistycznej analizowanych obszarów potencjalnie sprzyjających rozwojowi LEW.



¹⁴. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego o Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r.;

¹⁵. Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r., w sprawie ochrony dzikich siedlisk przyrodniczych i dzikiej fauny i flory;

¹⁶. „Elektrownie Wiatrowe w Środowisku Człowieka”, A. Wiesław Jasiński, P. Kacejko, K. Matuszczak, J. Szulczyk, A. Zagubień, Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk, Monografia Komitetu Inżynierii Środowiska, Lublin 2022.

Mając na uwadze powyższe, przyjęto środowiskowy współczynnik redukcji na poziomie 50%, względem analizy przeprowadzonej w rozdziale 2.3.1 W wyniku redukcji otrzymane potencjały prezentują się następująco:

Wariant	Potencjał teoretyczny z uwzględnieniem aspektu środowiskowego [GW]	Potencjał produktywności [TWh]
700 m	31,7	97,9
500 m	59,15	181,95

Tabela 13: Potencjał mocy zainstalowanej [GW] z uwzględnieniem ograniczeń środowiskowych
(Źródło: opracowanie własne)

2.3.3 Ograniczenia ekonomiczne

Jednym z ograniczeń mogących mieć wpływ na realny potencjał obszarów wyznaczonych pod lokalizację lądowej energetyki wiatrowej, są klasy bonitacyjne gleby i związany z tym proces ewentualnego odrolnienia gruntów, umożliwiającich przeznaczenie gruntów na cele inne niż rolnicze. Dotyczy to użytków rolnych o klasie bonitacyjnej I - III. Zgodnie z aktualnym stanem prawnym, zmiana przeznaczenia gruntów rolnych, stanowiących użytki klasy I do III na cele nierolnicze, wymaga uzyskania zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi i dokonywana jest w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego (dla terenów, dla których sporządza się miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego)¹⁷. Długa, kosztowna, skomplikowana i niegwarantująca pozytywnego rozstrzygnięcia procedura administracyjna może stanowić istotny czynnik dyskwalifikujący część potencjalnie dostępnych obszarów, wyznaczonych na etapie analizy planistycznej

i środowiskowej.

Na podstawie analizy w zakresie procentowego udziału poszczególnych klas bonitacyjnych występujących na terenie Polski, przeprowadzanej analogicznie do szczegółowej analizy planistycznej z rozdziału 2.2.1 *ETAP I – Powierzchnia Polski, z potencjałem rozwoju LEW*, ustalono że średnio 30% wyznaczonego obszaru Polski (z uwzględnieniem ograniczeń wskazanych we wcześniejszych rozdziałach), stanowią użytki rolne o klasie bonitacyjnej do III włącznie, kwalifikujące się do tzw. procedury odrolnienia.

W związku powyższym w kolejnym kroku prac nad potencjałem lądowej energetyki wiatrowej, wyniki zaprezentowane w rozdziale 2.3.2, pomniejszono o ekonomiczny współczynnik redukcji wynoszący 30%.

¹⁷. Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gatunków rolnych i leśnych (Dz. U. z 2024 r., poz. 82).

Wariant	Potencjał ekonomiczny [GW]	Potencjał produktywności [TWh]
700 m	22,19	68,53
500 m	41,40	127,37

Tabela 14: Potencjał mocy zainstalowanej [GW] z uwzględnieniem ograniczeń ekonomicznych
(Źródło: opracowanie własne)

2.3.4 Podsumowanie wyników

Zgodnie z założeniami wyjściowymi, potencjał powierzchni kraju pod lokalizację lądowych elektrowni wiatrowych, przy aktualnie obowiązujących ograniczeniach odległościowych od zabudowy mieszkaniowej na poziomie 700 metrów, pozwalałby na teoretyczne zagospodarowanie 1,7% powierzchni kraju, co odpowiadałoby, **potencjałowi teoretycznemu** na poziomie 63 GW mocy zainstalowanej i generacji energii na poziomie rzędu 195 TWh rocznie. W przypadku wariantu drugiego, gdzie odległość od obszarów mieszkaniowych zostałaby zmniejszona do 500 metrów, mamy do czynienia z dwukrotnym zwiększeniem potencjału powierzchni LEW do ok. 3,3% powierzchni Polski, co mogłoby przełożyć się na zwiększenie potencjału teoretycznego do ok. 118 GW i teoretyczną produkcję na poziomie 360 TWh. Kluczowe znaczenie w tym zakresie mają jednak ograniczenia środowiskowe i ekonomiczne, które powodują redukcję potencjału teoretycznego aż o 65%.

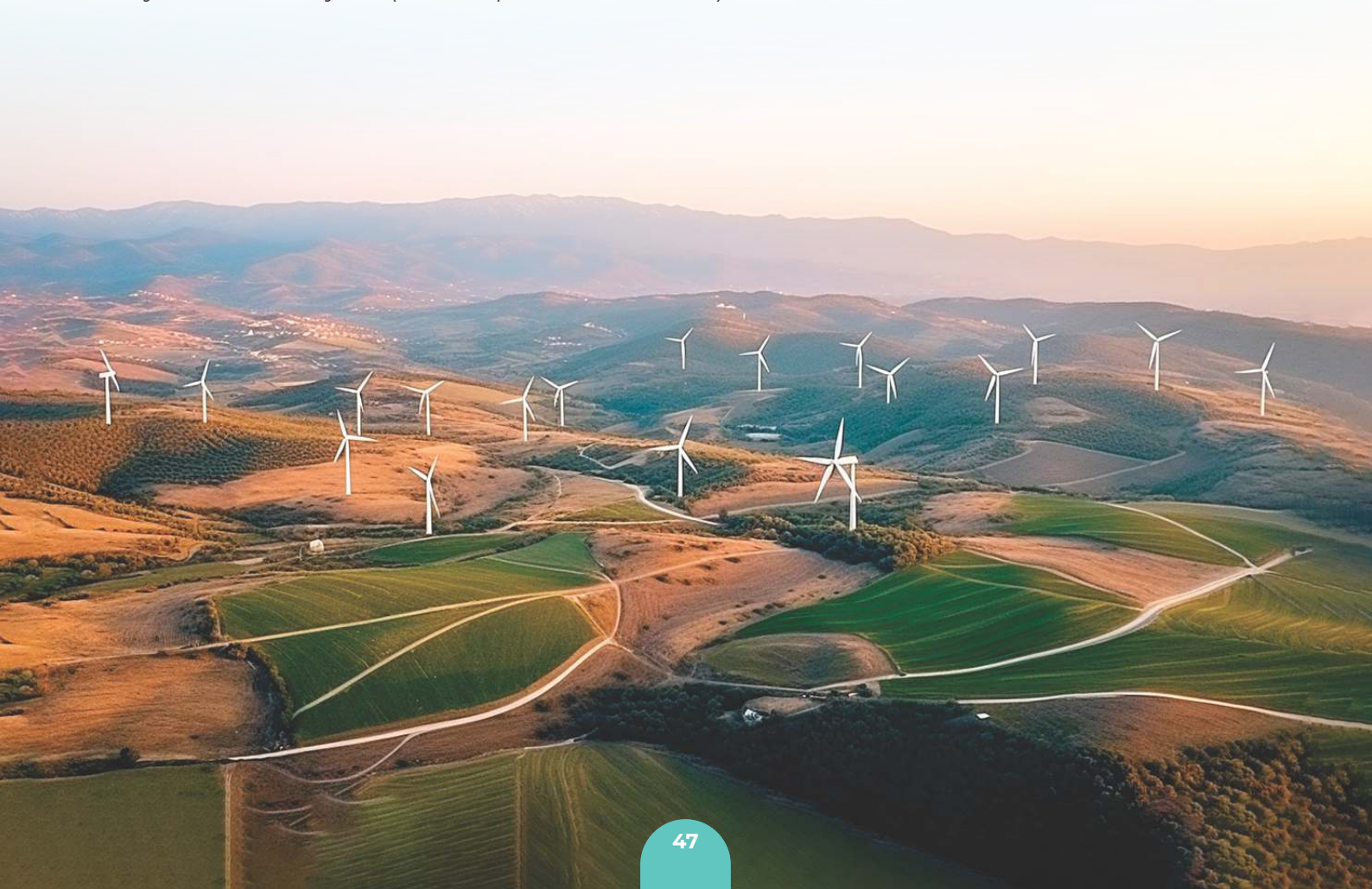
Przyglądając się powyższym wynikom, należy mieć na uwadze, że oszacowany wyżej potencjał ekonomiczny, należy **pomniejszych o istniejące już farmy wiatrowe**, których łączna moc zainsta-

lowana wynosi ponad 10 GW – pozostawiając tym samym, możliwy do realizacji **potencjał LEW na poziomie 12 GW, przy obowiązujących ograniczeniach legislacyjnych tj. odległości od zabudowy mieszkaniowej wynoszącej 700 m**. To pokazuje jak ważna jest planowana zmiana minimalnej odległości, w kontekście zobowiązań osiągnięcia neutralności klimatycznej, którym musimy sprostać.

Powyższe wyniki pokazują jak priorytetowe jest pilne procedowanie zmiany ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, w kontekście zmniejszenie minimalnej odległości od zabudowy mieszkaniowej do 500 m. Działanie to pozwoli na szybkie udrożnienie inwestycji w lądową energetykę wiatrową, pozwalając tym samym na odblokowanie korzyści płynących z taniej, zielonej energii, a także umożliwi realizację ambitnych celów unijnych w zakresie OZE.



Wykres 1: Potencjał LEW z uwzględnieniem wszystkich zdefiniowanych w analizie ograniczeń i aktualnej mocy zainstalowanej FW (Źródło: opracowanie własne)



3. Raport „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” – podsumowanie

W obliczu zmian klimatycznych, wzrostu konsumpcji surowców i energii, a szczególnie energii elektrycznej, każda branża przemysłowa analizuje koszty i emisje, jakie ponosi przy wytwarzaniu produktów. Na przestrzeni ostatnich lat firmy próbują zoptymalizować swoją produkcję, ograniczając do minimum koszty poprzez stosowanie coraz to nowszych, szybszych, bardziej

efektywnych i bardziej energooszczędnych urządzeń i sprzętów. W obliczu wzrostu kosztów energii elektrycznej przemysł wykorzystał potencjał tkwiący w poprawie efektywności energetycznej, **ale nie wykorzystał potencjału tkwiącego w lokalnym wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE w modelu autoproducenta.**

3.1 Cel raportu

Opracowanie ma na celu przeprowadzanie znacznie bardziej pogłębionej niż dotychczas analizy przestrzennej i weryfikację oceny potencjału (wyrażanego w mocy zainstalowanej w GW i jej

rozkładzie na obszarze kraju) dla inwestycji w energetykę wiatrową na terenach przemysłowych w kontekście już dokonanych zmian legislacyjnych (zasada „700 m”).

3.2 Dlaczego obszary przemysłowe?

Lokalizowanie inwestycji w elektrownie wiatrowe na terenach przemysłowych charakteryzuje się większą atrakcyjnością w stosunku do tradycyjnych inwestycji na gruntach rolniczych, a jest to spowodowane między innymi:

lepiej rozwiniętą infrastrukturą – oznacza to znaczne ułatwienia procesu budowy i integracji farm wiatrowych z przemysłowymi odbiorcami energii. Istniejące już zakładowe sieci energetyczne (w tym OSDn) z przyłączami do sieci średnich napięć, dostęp do dróg transportowych tworzą sprzyjające warunki do efektywnej implementacji projektów energetyki wiatrowej, redukując jednocześnie koszty infrastrukturalne;

lokalizacją odbiorców przemysłowych – potencjalni odbiorcy energii elektrycznej, mogą liczyć na obecnie najtańszą energię z elektrowni wiatrowych i zmniejszać ślad węglowy w produktach, którymi muszą konkurować na globalnych rynkach o rosnących wymaganiach w zakresie ESG;

lokalnymi inwestycjami przemysłu w energetykę wiatrową – przyczyni się do rewitalizacji tych obszarów oraz podniesienia wartości firm i terenów przemysłowych, a także do rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii i lokalnych samorządów (społeczności mieszkających na tych terenach).

3.3 Zakres raportu i metodyka

Warto podkreślić, że duzi odbiorcy inwestujący w OZE na terenach przemysłowych z myślą o zaopatrzeniu w energię własnych zakładów produkcyjnych, w sposób naturalny preferują energie-

Analizując obszary przemysłowe pod kątem atrakcyjności inwestycyjnej, autorzy raportu uwzględnili zarówno aspekty technologiczne, środowiskowe i gospodarcze (ekonomiczne). W opracowaniu wykorzystana została metoda „kaskadowego”¹⁸ przechodzenia od potencjału teoretycznego zasobów, poprzez potencjał techniczny, ekonomiczny, kończąc na potencjale ryn-

kową wiatrową w stosunku do alternatywnych inwestycji w fotowoltaikę z uwagi na profil zużycia energii.

kowym, który, dla celów porównawczych, odzwierciedla realny stopień wykorzystania potencjału ekonomicznego w krótkim horyzoncie czasowym w ramach istniejących uwarunkowań prawnych¹⁹. Szczegółowej analizie geoprzestrzennej poddane zostały takie kategorie obiektów topograficznych jak²⁰:

kompleksy przemysłowo-gospodarcze, w tym: elektrociepłownie / elektrownie, huty, oczyszczalnia ścieków;

grunt nieużytkowany, place składowiska odpadów, wyrobiska i zwałowiska, inne tereny niezabudowane;

poligony wojskowe, obszar natura 2000, parki krajobrazowe, parki narodowe, rezerваты.

Punktem wyjścia oszacowania potencjału lądowej energetyki wiatrowej na obszarach przemysłowych był **potencjał teoretyczny** obejmujący całkowitą powierzchnię terenów przemysłowych. Następnie zdefiniowano najbardziej „stabilny” (wolnozmienny) **potencjał techniczny**, następnie potencjał ekonomiczny określony jako część potencjału technicznego, który może być wyko-

rzystany z uwzględnieniem kryteriów gospodarczych, przechodząc do najbardziej realnego **potencjału rynkowego**, uzależnionego od bieżących regulacji i stopnia gotowości inwestorów i dostawców technologii do podejmowania racjonalnego ryzyka inwestycyjnego. Dla każdego z wyżej wymienionych potencjałów zdefiniowane czynniki wpływające na ich ograniczenie:

¹⁸. Katarzyna Michałowska-Knap, Justyna Zarzeczna, Dorota Gręda, Grzegorz Wiśniewski: Potencjał inwestycyjny energetyki wiatrowej na lądzie na terenie Polski. Raport Instytutu Energetyki Odnawialnej na zamówienie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej. 2019 r.;

¹⁹. Raport „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” - rys. 7 , str. 18; https://resourcepoland.pl/wp-content/uploads/2024/04/Potencjał-terenów_psew RAPORT.pdf;

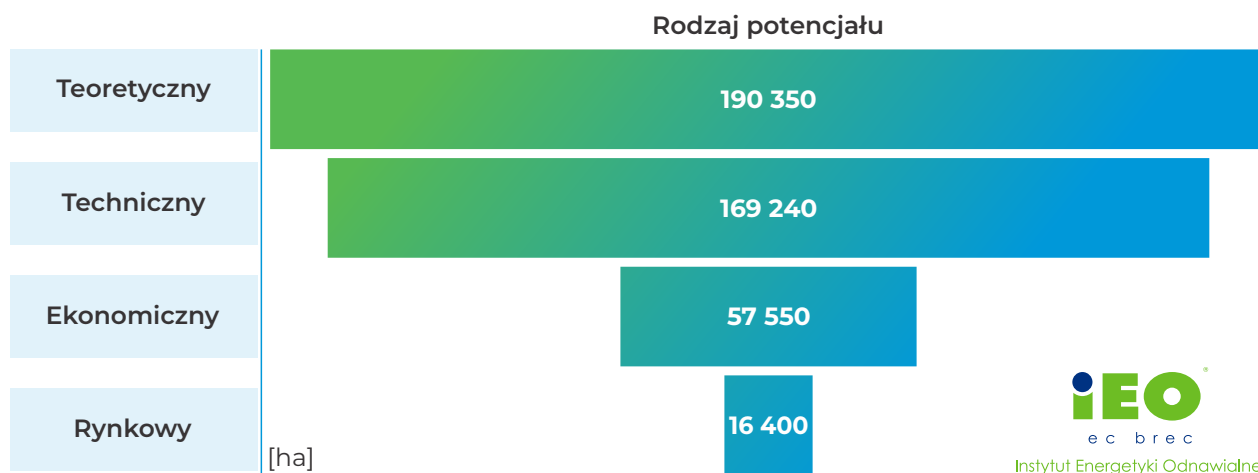
²⁰. Raport „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” - tab.6, str. 20; https://resourcepoland.pl/wp-content/uploads/2024/04/Potencjał-terenów_psew RAPORT.pdf.

Potencjał techniczny	Potencjał ekonomiczny	Potencjał rynkowy
▶ Powierzchnie terenów chronionych (Parki Narodowe, Natura 2000, Rezerваты itp.) ▶ Powierzchnie terenów o strategicznym przeznaczeniu (poligony wojskowe) ▶ Tereny położone poniżej 300 m od sieci NN	▶ Tereny o powierzchni poniżej 10 ha ▶ Tereny położone poniżej 150 m od zabudowy przemysłowej ▶ Tereny niecek depresyjnych kopalni węgla brunatnego	▶ Tereny położone poniżej 700 m od zabudowy mieszkalnej ▶ Tereny składowisk odpadów komunalnych

Tabela 15: Czynniki ograniczające poszczególne potencjały dla inwestycji w energetykę wiatrową (Źródło: opracowanie autorów Raportu Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej)

Na podstawie powyższych założeń szczegółowo opisanych w rozdziale 2 Raportu „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” oszacowano, że ok **8,6% terenów**

przemysłowych w obecnych uwarunkowaniach lokalizacyjnych można, bez nadmiernego ryzyka, rozważyć jako uzasadnioną rynkowo lokalizację inwestycji w nowe moce wiatrowe.



Wykres 2: Zestawienie poszczególnych potencjałów obszarowych dla rozwoju energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych, wyrażonych w ha (Źródło: opracowanie autorów Raportu Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej)

3.4 Potencjał lądowej energetyki wiatrowej na obszarach przemysłowych

Nawiązując do przyjętej metodyki, oszacowano, że możliwy do szybkiej realizacji (w perspektywie 2030 roku) rynkowy potencjał energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych wynosi **1,6 GW**. Jest to potencjał obarczony relatywnie niskim ryzykiem regulacyjnym i ekonomicznym, jeśli chodzi o przyłączenia do sieci i konflikty z innymi formami użytkowania terenu. Analizując projekt „Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku”²¹ można stwierdzić, że w horyzoncie czasowym do 2030 roku, oszacowany w Raporcie „Potencjał

terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” potencjał rynkowy (1,6 GW) jest znaczący (zapewnia 18% wkład w realizację celu) i w pełni realizowalny (ze względu na lokalne warunki przyłączenia do sieci i łatwiejsze możliwości spełniania wszystkich wymogów środowiskowych). Całkowity potencjał rozwoju energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych, z uwzględnieniem czynników wpływających na jego ograniczenie przedstawia poniższa tabela.

	Potencjał teoretyczny	Potencjał techniczny	Potencjał ekonomiczny	Potencjał rynkowy
Moc zainstalowana turbin wiatrowych	19,9 GW	16,9 GW	5,8 GW	1,6 GW
Udział w potencjale teoretycznym	100%	88%	30%	8%

Tabela 16: Wyniki symulacji potencjałów rozwoju energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych (Źródło: opracowanie autorów Raportu Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej)

Należy podkreślić, że ostateczny potencjał inwestycyjny (rynkowy) zależy od indywidualnych decyzji inwestorów, którzy nie zawsze wybierają teoretycznie optymalne lokalizacje.



²¹. Uzupełnienie PEP2040 nowy scenariusz sektora elektroenergetycznego z kwietnia 2023 r.

3.5 Podsumowanie wyników

Opracowanie Raportu „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej” w zamierzeniu może stanowić istotny wkład w dyskusję nad kolejnymi nowelizacjami ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych w zakresie dalszej liberalizacji przepisów uprawniających podmioty do lokalizacji elek-

trowni wiatrowych. Ze wstępnych kalkulacji prowadzonych przez autorów podczas prac prowadzonych nad Raportem „Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej”, wynika, że rozważane złagodzenie przepisów odległościowych np. do 500 m **może zwiększyć potencjał rynkowy nawet o 50%.**



Cała treść raportu dostępna
jest na stronie Fundacji
RE-Source Poland Hub





Adres biura PSEW w Szczecinie

al. Wojska Polskiego 187/4-5
71-325 Szczecin

Adres biura PSEW w Warszawie

ul. Bagno 2, wejście C, lok. 212 (7 piętro)
00-112 Warszawa