ResearchGate

See discussions, stats, and author profiles for this publication at: https://www.researchgate.net/publication/362712776

Elektrownie wiatrowe w środowisku człowieka

Book · August 2022

CITATION
1

READS
1,387

5 authors, including:



Adam Zagubień
Koszalin University of Technology
51 PUBLICATIONS **215** CITATIONS
SEE PROFILE



Piotr Kacejko
Lublin University of Technology
239 PUBLICATIONS **820** CITATIONS
SEE PROFILE

All content following this page was uploaded by Piotr Kacejko on 02 September 2022.

The user has requested enhancement of the downloaded file.

WYDAWNICTWO POLSKIEJ AKADEMII NAUK

MONOGRAFIE KOMITETU INŻYNIERII ŚRODOWISKA

vol. 178



ELEKTROWNIE WIATROWE W ŚRODOWISKU CZŁOWIEKA

Andrzej Wiesław Jasiński

Piotr Kacejko

Katarzyna Matuszczak

Jacek Szulczyk

Adam Zagubień

LUBLIN 2022

WYDAWNICTWO POLSKIEJ AKADEMII NAUK
KOMITET INŻYNIERII ŚRODOWISKA

MONOGRAFIE
Nr 178

Elektrownie wiatrowe w środowisku człowieka

Andrzej Wiesław Jasiński
Piotr Kacejko
Katarzyna Matuszczak
Jacek Szulczyk
Adam Zagubień

Lublin 2022

Wydawnictwo Polskiej Akademii Nauk 2022
© Komitet Inżynierii Środowiska PAN
ISBN 978-83-63714-77-2

Komitet Redakcyjny

prof. Anna Anielak
prof. Kazimierz Banasik
prof. January Bień
prof. Ryszard Błażejewski
prof. Michał Bodzek
dr hab. inż. Andrzej Bogdał
dr hab. Klaudia Borowiak
prof. Tadeusz Chmielniak
dr hab. inż. Tomasz Ciesielczyk
dr hab. Lidia Dąbek
dr hab. inż. Wojciech Dąbrowski
dr hab. inż. Magdalena Gajewska
dr hab. inż. Marta Gmurek – Członek AMU
prof. Marek Gromiec
dr hab. inż. Katarzyna Ignatowicz
prof. Krzysztof Jóźwiakowski
prof. Katarzyna Juda-Rezler
prof. Radosław Juszczak
dr hab. inż. Tomasz Kałuża
dr hab.inż. Agnieszka Kaczmarczyk
dr hab. inż. Piotr Koszelnik
dr hab. inż. Leszek Książek
prof. Hanna Obarska-Pempkowiak
prof. Małgorzata Pawłowska
prof. Krzysztof Pulikowski
prof. Czesława Rosik-Dulewska
dr hab. inż. Stanisław Rybicki
prof. Mariusz Sojka
dr hab. inż. Izabela Sówka
prof. Kazimierz Szymański
dr hab. inż. Tomasz Tymiński
prof. Józefa Wiater
prof. Mirosław Wiatkowski
prof. Tomasz Winnicki
prof. Maria Włodarczyk-Makuła
dr hab.inż. Ewa Wojciechowska
prof. Irena Wojnowska-Baryła

Redaktor Naczelny
Prof. dr hab. Lucjan Pawłowski

Recenzent wydawniczy
Prof. dr hab. Artur Pawłowski

© Copyright Komitet Inżynierii Środowiska PAN

Zdjęcie na okładce
Materiały PSEW

Skład i łamanie
Róża Dzierżak

Streszczenie

W pierwszej części monografii przedstawiono, wsparte wynikami badań własnych i zaczerpniętych z literatury, teoretyczne podstawy rodzajów oddziaływań elektrowni wiatrowych (a także sposoby ich oceny) poprzez hałas (w zakresie słyszalnym, niskich częstotliwości oraz infradźwięków), efekty wizualne (migotanie cienia i refleksy świetlne), pole elektromagnetyczne, wibracje i drgania pochodzące od turbin wiatrowych a także oddziaływania mechaniczne związane z upadkiem turbiny lub jej fragmentu, jej awarią, z „rzucaniem" lodem lub elementami łopat oraz pożarem. Zdecydowana większość informacji literaturowych oraz własne doświadczenia wskazują na to, że nie ma przekonywujących dowodów na to, aby wyżej wymienione oddziaływania wywierały negatywny wpływ na środowisko naturalne, w tym na zdrowie lub samopoczucie człowieka. Znaczna większość badaczy uważa, że problematyka ta wymaga dalszych dogłębnych dociekań, bazujących na solidnych podstawach naukowych.

Kolejną część książki stanowi prezentacja metodyki określania maksymalnego natężenia negatywnych oddziaływań elektrowni wiatrowych na zdrowie człowieka.

Część trzecia monografii poświęcona jest inwestycjom w zakresie elektrowni wiatrowych i traktuje głównie o ramach prawnych, dokumentach strategicznych oraz o wytycznych dotyczących procesów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej.

Kolejna część opracowania skupia swoją uwagę na ograniczaniu negatywnych oddziaływań farm wiatrowych na mieszkańców z ich otoczenia oraz na zapewnieniu im bezpieczeństwa. W tej części rozważana jest kwestia minimalnej odległości turbin od budynków mieszkalnych a także proponowane są modyfikacje aktów prawnych, jak również wytyczne i rekomendacje odnoszące się do raportów oddziaływania elektrowni wiatrowych na środowisko, przeprowadzenia oceny takiego raportu, monitorowania wspomnianego oddziaływania oraz wykonania analizy porealizacyjnej. Cześć tę uzupełnia rozdział opisujący wpływ nowych technologii i innych środków zmniejszających dolegliwość oddziaływań elektrowni wiatrowych na środowisko. Zakończeniem tego rozdziału jest przedstawienie obecnego stanu działań branży energetyki wiatrowej w zakresie zagospodarowania łopat wirników wycofywanych z eksploatacji.

Przedostatnią częścią opracowania są końcowe konkluzje, sugestie i spostrzeżenia sumujące monografię i zwracające uwagę Czytelnika na sprawy najważniejsze.

Ostatnim fragmentem monografii jest spis literatury, obejmujący 291 pozycji, w zdecydowanej większości zawierający najnowsze publikacje mające związek z oddziaływaniem energetyki wiatrowej na środowisko człowieka.

Summary

The first part of the monograph presents the theoretical basis for the various impacts of wind turbines (as well as ways of assessing them) through noise (in the audible, low-frequency and infrasound range), visual effects (shadow flicker and light reflections), electromagnetic fields, vibrations and oscillations from wind turbines, as well as mechanical impacts related to turbine collapse or turbine component fall, turbine failure, throw of ice or blade parts and fire; these are supported by the results of our own research and those taken from the literature. The vast majority of literature information and our own experience indicate that there is no convincing evidence that the above-mentioned impacts negative affect the environment, including human health or well-being. Most researchers believe that this issue requires further in-depth investigations, based on sound scientific foundations.

The next part of the book presents a methodology for determining the maximum intensity of negative impacts of wind turbines on human health.

Part three of the monograph is devoted to investments in wind power and deals mainly with the legal framework, policy documents and guidelines for wind power investment processes.

The next part of the publication focuses on limiting the negative impacts of wind farms on residents in their surroundings and ensuring their safety. This section considers the issue of the minimum distance between turbines and residential buildings and also proposes modifications to legislation, as well as guidelines and recommendations related to environmental impact reports for wind farms, assessment of such reports, monitoring of such impact and the performance of a post-implementation analysis. This part is complemented by a chapter describing the impact of new technologies and other measures to reduce the environmental impact of wind power plants. This chapter is concluded with an overview of the current status of disposal and management of decommissioned rotor blades.

The penultimate part of the study contains final conclusions, suggestions and observations summarizing the monograph and drawing the reader's attention to the most important issues.

The final section of this monograph is a list of literature references, with 291 items, the vast majority of which include recent publications on the impact of wind generation on the human environment.

Spis treści

Spis treści **5**

O autorach **7**

Wstęp – rola OZE w transformacji energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki wiatrowej **8**

1 Elektrownie wiatrowe – rodzaje oddziaływań i sposoby ich oceny **14**

1.1 Oddziaływania akustyczne 14

1.1.1 Opis zjawiska 14

1.1.2 Pojęcia podstawowe 15

1.1.3 Miejsca emisji i sposoby generowania fali akustycznej 22

1.1.4 Propagacja fali akustycznej w przestrzeni 25

1.1.5 Badania, projektowanie i optymalizacja akustyczna turbin wiatrowych 27

1.1.6 Wskaźniki oceny hałasu, wartości progowe 30

1.1.7 Tonalność i modulacja amplitudy 32

1.1.8 Ocena i pomiary hałasu emitowanego przez turbiny wiatrowe 34

1.1.9 Wyniki pomiarów hałasu wokół farm wiatrowych 36

1.1.10 Mapy hałasu i analiza symulacyjna wyznaczania zasięgów hałasu pracy turbin wiatrowych 41

1.2 Oddziaływanie optyczne – migotanie cienia i refleksy świetlne 56

1.3 Elektrownie wiatrowe a pole elektromagnetyczne 61

1.4 Wibracje i drgania pochodzące od turbin wiatrowych 71

1.5 Oddziaływanie mechaniczne – odłamki lodu i fragmenty łopat 74

1.5.1 Opis zjawisk, dotychczasowe obserwacje i zdarzenia 74

1.5.2 Ocena zasięgu rzutów odłamkami lodu 79

1.6 Poważne awarie, katastrofy i pożary 84

1.7 Akceptacja społeczna 91

2 Metodyka określania maksymalnego natężenia negatywnych oddziaływań farmy wiatrowej na zdrowie człowieka **98**

2.1 Oddziaływania akustyczne 98

2.1.1 Poziomy dopuszczalne hałasu słyszalnego 98

2.1.2 Minimalne odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, sposoby ich wyznaczania 101

2.1.3 Symulacje emisji hałasu słyszalnego 102

2.1.4 Analizy hałasu słyszalnego po realizacji inwestycji 105
2.1.5 Infradźwięki i hałas niskoczęstotliwościowy 107
2.2 Migotanie światła 111
2.3 Pole elektromagnetyczne 114
2.4 Wibracje i drgania 119
2.5 Oddziaływania mechaniczne – kawałki lodu, części łopat 122
2.6 Awarie katastrofalne i pożary 123

3 Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych 128

3.1 Ramy prawne 128
3.2 Dokumenty strategiczne 149
3.3 Wytyczne dotyczące procesów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej 152

4 Ograniczanie oddziaływań negatywnych, zapewnienie bezpieczeństwa mieszkańcom otoczenia farm wiatrowych 166

4.1 Minimalna odległość turbiny wiatrowej (lub ich zespołu) od budynków mieszkalnych .. 166
4.2 Propozycje modyfikacji aktów prawnych i wytycznych 170
4.3 Wytyczne i rekomendacje 170
4.3.1 Opracowanie raportu oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko 171
4.3.2 Przeprowadzanie oceny raportu (prognozy) oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko 172
4.3.3 Monitorowanie oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko 173
4.3.4 Wykonanie analizy porealizacyjnej oraz szczegółowy sposób sporządzenia takiej analizy w odniesieniu do elektrowni wiatrowych 173
4.4 Technologie i inne środki zapobiegawcze 174
4.5 Zrównoważony rozwój energetyki wiatrowej – przetwarzanie kompozytów z łopat wiatrowych wycofanych z eksploatacji 175

5 Podsumowanie i wnioski 190

Literatura 192

O autorach

prof. dr hab. inż. Andrzej Wiesław Jasiński – emerytowany profesor Uniwersytetu Wrocławskiego. Jest autorem lub współautorem ponad stu prac naukowych drukowanych w kraju i zagranicą oraz kilkuset opracowań wykonanych dla organów rządowych i samorządowych różnych szczebli, a także dla gospodarki. Główne pola aktywności obejmują technologie chemiczne i energetyczne, geochemię i ochronę środowiska (w tym problematykę ocen oddziaływania na środowisko, odnawialnych źródeł energii oraz „czystych" technologii węglowych). Były społeczny doradca ministrów środowiska w okresie 1998 – 2015. Były przewodniczący Krajowej Komisji OOŚ.

prof. dr hab. inż. Piotr Kacejko – absolwent Wydziału Elektrycznego Politechniki Lubelskiej. Specjalizuje się w analizie systemów elektroenergetycznych. Jest współtwórcą programów komputerowych wykorzystywanych w sektorze energetyki oraz autorem ponad 200 artykułów, referatów i raportów badawczych. Prace wykonywane w ciągu ostatnich 15 lat dotyczyły wyznaczania możliwości przyłączeniowych, pracy jednostek OZE w systemie elektroenergetycznych oraz badania stabilności w planowaniu rozwoju systemu. Występuje jako biegły powoływany przez Urząd Regulacji Energetyki. Jest członkiem Komitetu Elektrotechniki PAN, członkiem Stowarzyszenia Elektryków Polskich oraz amerykańskiego stowarzyszenia IEEE. W latach 2012 – 2020 pełnił funkcję rektora Politechniki Lubelskiej.

dr inż. Katarzyna Matuszczak – doktor nauk rolniczych, leśnych i weterynaryjnych – specjalność kształtowanie i ochrona środowiska. Magister prawa ochrony środowiska. Współautorka artykułów naukowych publikowanych w czasopismach zagranicznych i krajowych. Od początku kariery zawodowej związana z zagadnieniami dotyczącymi ocen oddziaływania na środowisko. Dotychczasowe doświadczenie zdobywała w Katedrze Biogeochemii i Gleboznawstwa Politechniki Bydgoskiej. Pracowała także w Generalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska. Obecnie pracuje na stanowisku menedżera ds. developmentu i środowiska w Polskim Stowarzyszeniu Energetyki Wiatrowej. Zajmuje się identyfikowaniem barier w rozwoju energetyki wiatrowej oraz podejmowaniem działań likwidujących te bariery.

dr inż. Jacek Szulczyk – doktor nauk technicznych – specjalność wibroakustyka; absolwent Politechniki Poznańskiej. Przez prawie 10 lat współpracował z Zakładem Wibroakustyki i Biodynamiki Systemów, najpierw jako doktorant, później jako asystent. Obecnie pracuje jako główny akustyk w Pracowni Akustyczno – Środowiskowej EKO-POMIAR. Jest członkiem Krajowej Komisji ds. Ocen Oddziaływania na Środowisko. Od ponad 10 lat realizuje zadania akustyczne związane z projektami i pomiarami różnych źródeł hałasu, w tym także turbin wiatrowych.

dr inż. Adam Zagubień – pracownik badawczo – dydaktyczny Politechniki Koszalińskiej. Posiada 20 letnią praktykę pomiarową w zakresie akustyki i drgań. Wykonawca lub kierownik w kilku projektach badawczych dotyczących analizy drgań i hałasu. Autor lub współautor ponad 30 artykułów naukowych, opublikowanych w czasopismach zagranicznych i krajowych. Recenzent w kilku czasopismach zagranicznych. Autor lub współautor ponad 300 ekspertyz w zakresie ochrony środowiska przed hałasem i wibracjami, dla zakładów przemysłowych, dróg, portów, statków, promów pasażersko – samochodowych oraz farm wiatrowych.

Wstęp – rola OZE w transformacji energetycznej, ze szczególnym uwzględnieniem energetyki wiatrowej

Analiza kryzysów zachodzących we współczesnym świecie wskazuje na narastającą potrzebę globalnej transformacji energetycznej. Scentralizowane systemy energetyczne w dużym stopniu uzależnione są od paliw kopalnych. Rosnące ceny głównych nośników energii pierwotnej mają decydujący wpływ na stabilność i efektywność systemów gospodarczych. Obecna wojna w Ukrainie w dobitny sposób unaocznia tę zależność. Z drugiej strony coraz bardziej dotkliwe są skutki zmian klimatycznych spowodowanych przez działalność gospodarczą człowieka. Wg relacji Międzyrządowego Zespołu do spraw Zmian Klimatu (IPCC) od 3,3 do 3,6 mld ludzi żyje już w obszarach narażonych na poważne zmiany klimatyczne[1],[2].

Realizacja założonego przez wspólnotę międzynarodową planu redukcji temperatury w stosunku do okresu przedindustrialnego o 1,5°C (a nawet o 2°C) do połowy obecnego stulecia, zależy od intensywności i zakresu wspomnianej transformacji energetycznej. Jej przyspieszenie będzie miało także znaczenie dla długoterminowego bezpieczeństwa energetycznego, stabilności cen i elastyczności energetycznej. Ocenia się, że około 80% światowej populacji mieszka w krajach będących importerami energii netto[3]. Biorąc pod uwagę bogactwo potencjału źródeł energii odnawialnych, który nie został jeszcze wykorzystany, odsetek ten można radykalnie zmniejszyć. Spowodowałoby to, że kraje te byłyby mniej zależne od importu energii dzięki zdywersyfikowanym dostawom i pomogłoby, do pewnego stopnia, uniezależnić gospodarki od znaczących wahań cen paliw kopalnych. Wykorzystanie OZE to również nowe miejsca pracy, mniejsze ubóstwo oraz rozwój globalnej i bezpiecznej dla klimatu gospodarki. Z każdym mijającym dniem koszt bezczynności w transformacji energetycznej coraz bardziej wyprzedza koszt działania.

Wyznaczona przez IRENA (*International Renewable Energy Agency*), jako koncepcja konsumująca owoce konferencji paryskiej z 2015 r., ścieżka 1,5°C umieszcza elektryfikację i wydajność energetyczną jako kluczowe czynniki transformacji energetycznej, możliwej do przeprowadzenia dzięki odnawialnym źródłom energii, wodorowi i zrównoważonej biomasie. Ścieżka ta wymaga ogromnej zmiany sposobu w jaki społeczeństwa wytwarzają i zużywają energię, ale może doprowadzić do zmniejszenia rocznych emisji CO_2 o prawie 37 gigaton do 2050 r[4].

[1] IPCC (2022a), *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability Summary for Policy Makers*, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022.
[2] IPCC (2022b), *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability-Technical summary*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Bonn, 2022.
[3] World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway – Executive Summary (irena.org), 2022.
[4] IRENA (2021a), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.

Ogólnie rzecz biorąc, redukcję tę można osiągnąć poprzez:

- wzrost produkcji i bezpośrednie wykorzystania energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych;
- poprawę efektywności energetycznej;
- elektryfikację sektorów użytkowników końcowych (np. pojazdów elektrycznych i pomp ciepła);
- produkcję i wykorzystanie zielonego wodoru i jego pochodnych;
- wykorzystanie bioenergii połączone z wychwytywaniem i magazynowaniem dwutlenku węgla;
- wykorzystanie wychwytywanego i składowanego dwutlenku węgla u końcowego odbiorcy[5].

Aby osiągnąć cele porozumienia paryskiego, emisje CO_2, związane z wytwarzaniem energii, musiałyby zostać zredukowane o około 3,5% rocznie od teraz do 2050 r., zakładając, że te redukcje nadal będą kontynuowane po tym okresie. Przejście na coraz bardziej zelektryfikowane formy transportu i produkcji ciepła, w połączeniu ze wzrostem wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych, zapewniłoby około 60% redukcji emisji CO_2 związanych z energią, planowanych do 2050 roku. Jeśli uwzględni się dodatkową redukcję, wynikającą z bezpośredniego wykorzystania odnawialnych źródeł energii, to udział ten wzrasta do 75%. Dodając efektywność energetyczną, udział zwiększa się do ponad 90%[6].

Transformacja energetyczna zwiększyłaby również w 2050 r. globalny produkt krajowy brutto (PKB) o 2,5% i całkowite zatrudnienie o 0,2%. Ponadto przyniosłaby szersze korzyści społeczne i środowiskowe. Oszczędności związane ze zdrowiem, dotacjami i klimatem byłyby warte łącznie 160 bilionów dolarów w okresie 30 lat. Tak więc każdy dolar wydany na transformację globalnego systemu energetycznego zapewnia zwrot w wysokości co najmniej 3 USD, a potencjalnie ponad 7 USD, w zależności od wyceny efektów zewnętrznych[6].

Zrealizowanie transformacji energetycznej w wymaganym tempie i skali wymagałoby niemal całkowitej dekarbonizacji sektora wytwarzania energii elektrycznej do 2050 r. Prowadziłoby to do osiągnięcia 86% udziału OZE w miksie wytwarzania energii do 2050 r. Po stronie odbiorców końcowych udział energii elektrycznej w finalnym zużyciu energii wzrósłby z zaledwie 20% obecnie do prawie 50% do roku 2050. Udział energii elektrycznej zużywanej w przemyśle i gospodarstwach domowych podwoiłby się. W transporcie wzrósłby z zaledwie 1% obecnie do ponad 40% do 2050 r[6].

Energia elektryczna ze źródeł odnawialnych jest obecnie najtańszą opcją zasilania w większości regionów świata. Globalny średnioważony koszt energii elektrycznej (LCOE) z nowo oddanych, przemysłowych instalacji fotowoltaicznych spadł o 85% w latach

[5] IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2022.pdf
[6] IRENA (2019a), Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.

2010–2020, koszt skoncentrowanej energii słonecznej CSP) o 68%, wiatrowej na lądzie o 56%, a wiatrowej na morzu o 48%. Wszystkie dostępne na rynku technologie słoneczne i wiatrowe mieszczą się w zakresie (a nawet są poniżej niego) kosztów energii elektrycznej z nowych elektrowni bazujących na paliwach kopalnych. Trzeba również pamiętać o tym, że oszczędności wynikające z większej skali, bardziej konkurencyjnych łańcuchów dostaw i dalszego ulepszenia technologii będą wciąż obniżać koszty energetyki odnawialnej[7,8].

Przykładowo, w skali globalnej, całkowity koszt instalacji projektów wiatrowych na lądzie będzie nadal obniżał się w ciągu następnych trzech dekad, przy czym średni koszt mieściłby się w przedziale 800÷1350 USD za kW do 2030 r. i 650÷1000 USD/kW do 2050 r., w porównaniu z globalną średnią ważoną 1497 USD/kW w 2018 r. W przypadku projektów morskich elektrowni wiatrowych średni całkowity koszt instalacji spadnie w nadchodzących dziesięcioleciach do 1700÷3200 USD/kW do 2030 r. i 1400÷2800 USD/kW do 2050 r. Uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE) dla lądowej energetyki wiatrowej będzie nadal spadać ze średnio 0,06 USD/kWh w 2018 r. do 0,03÷0,05 USD/kWh do 2030 r. i 0,02÷0,03 USD/ kWh do 2050 r. LCOE morskiej energii wiatrowej spadłby ze średnio 0,13 USD/kWh w 2018 r. do średnio 0,05÷0,09 USD/kWh do 2030 r. i 0,03÷0,07 USD/kWh do 2050 r. Innowacje technologiczne zmierzające ku turbinom o większej wydajności, wyższym masztom i większym średnicom wirnika podniosą wydajność w tej samej lokalizacji. W przypadku lądowych elektrowni wiatrowych, globalne średnioważone współczynniki mocy wzrosną z 34% w 2018 r. do przedziału 30÷55% w 2030 r. i 32÷58% w 2050 r. W przypadku morskich farm wiatrowych postęp byłby jeszcze większy, przy czym współczynniki wydajności w 2030 r. osiągnęłyby zakres 36÷58% a w 2050 r. 43÷60 %, w porównaniu ze średnią 43% w 2018 r[9].

W rezultacie OZE są już domyślną opcją zwiększania mocy w sektorze energetycznym w prawie wszystkich krajach i dominują w bieżących inwestycjach. W tej grupie źródeł energii, technologie słoneczne i wiatrowe umocniły swoją dominację, co biorąc pod uwagę niedawne wzrosty cen paliw kopalnych, stwarza obiecujące perspektywy gospodarcze dla energii odnawialnej.

Energia wiatru wykorzystywana jest przez człowieka od wielu lat. Mówi się o wiatrakach „perskich", wiatraki (z pionową osią obrotu) zapewniały nawodnienie pól w Chinach i w Egipcie. To fakty historyczne jeszcze z okresu przed narodzeniem Chrystusa. W Europie wiarygodne dane mówią wiatrakach typu kozłowego (z poziomą osią obrotu i czterema łopatami) spotykanymi na terenie Normandii w XII wieku. Do połowy XIX wieku wiatraki były bardzo popularne i powszechnie używane do napędu różnego rodzaju urządzeń. Szacuje się, że w Europie pracowało ich około dwustu tysięcy[10]. Konstrukcja z kołem

[7]IEA (2021a), Net Zero by 2050: *A Roadmap for the Global Energy Sector*, International Energy Agency, Paris, 2021.
[8] IRENA (2020i), *Innovation outlook: Thermal energy storage*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
[9] IRENA (2019), *Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects*, A Global Energy Transformation paper, 2019.
[10] Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2006.

wiatrowym składającym się z wielu łopat oraz z charakterystycznym wiatrowskazem to standard amerykański spotykany w przeszłości w USA niemalże wszędzie poza terenami zurbanizowanymi. Początek końca ery wiatraków wiązał się z nadejściem maszyn parowych. Koniec tej ery nastąpił wraz z postępującą elektryfikacją, zwłaszcza gdy objęła ona tereny słabo zaludnione.

Już pod koniec XIX pojawiły się próby zastosowania energii wiatru do wytwarzania energii elektrycznej. Tym samym, paradoksalnie, wiatraki znalazły zastosowanie we wspieraniu systemu elektroenergetycznego, który jak wskazano wyżej przyczynił się wcześniej do ich upadku. Początek XX wieku przyniósł między innymi rozwiązania duńskiego inżyniera Poul La Cour'a, w postaci dostępnych komercyjnie turbin wiatrowych napędzających generatory prądu stałego o mocy 10÷35 kW[11]. Co ciekawe, ten sam konstruktor zapoczątkował wytwarzanie przemysłowych ilości wodoru w procesie elektrolizy. Motywacją do podejmowania wspomnianych prac nie była oczywiście ekologia, tylko poszukiwanie rozwiązań dla zapewnienia zasilania układów wyspowych (nie tylko w sensie dosłownym), które były naturalnym etapem rozwoju rozległego systemu elektroenergetycznego. Jak stwierdzono w[12] droga od tych rozwiązań do współczesnych turbin, których moc przekracza już 10 MW nie była ani łatwa, ani szybka – trwała bowiem ponad 100 lat i składało się na nią szereg spektakularnych technicznych oraz technologicznych zarówno sukcesów jak i porażek.

Przeciwnicy energetyki wiatrowej twierdzą, że jej rozwój był wynikiem administracyjnie narzuconego przez dyrektywy Unii Europejskiej obowiązku uzyskania określonego poziomu wytwarzania energii z OZE. Można częściowo zgodzić się z takim stanowiskiem, ale z drugiej strony trend rozwojowy wiatraków, który w latach 2007−2009 z liniowego zmienił się w paraboliczny wynikał z „włączenia się do gry" Chin, Stanów Zjednoczonych oraz innych krajów pozaeuropejskich. Kraje te nie podlegały wytycznym Unii, ale postrzegały energetykę wiatrową jako perspektywicznie najtańsze źródło czystej energii. To stanowisko obecnie nie podlega dyskusji, aczkolwiek boom fotowoltaiczny spowodował zmianę zainteresowań niektórych grup inwestorów w kierunku energetyki słonecznej.

Historia rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce obfituje w dramatyczne zwroty wynikające z decyzji o charakterze prawnym i politycznym. Powstanie rynku zielonych certyfikatów gwarantujących ceny energii z wiatraków na atrakcyjnym poziomie, spowodowało olbrzymi wzrost zainteresowania inwestycjami w farmy wiatrowe i złożenie do 2010 r. do operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) i operatora sieci przesyłowej (OSP) wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla mocy rzędu 40÷50 GW. Dziś można ten trend oceniać jako sztucznie stymulowany i zawyżony, z drugiej strony stanowi on naturalną miarę potencjału polskiej energetyki wiatrowej na lądzie. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce został drastycznie zatrzymany w 2016 r. w efekcie wprowadzenia tak zwanej ustawy odległościowej (10H)[13],. Warto także wspomnieć o załamaniu się rynku zielonych certyfikatów oraz o utrzymującym się przez kilka lat poglądzie, w którym negowano

[11] Ackermann T., *Wind power in power systems*, John Wiley and Sons, Chichester, 2009.
[12] Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2009.
[13] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. 2016, poz. 961.

możliwość bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego przy większym udziale wiatraków niż 10 GW. Niewielki wzrost mocy zainstalowanej w energetyce wiatrowej (w 2021 r. przekroczyła ona 6,5 GW) to efekt działania systemu aukcyjnego oraz konsumowania korzystnych decyzji administracyjnych uzyskanych przez niektóre obiekty jeszcze przed wejściem w życie ustawy 10H. Te możliwości zostały jednak obecnie praktycznie wyczerpane. Ostatnie lata, to zapowiedzi liberalizacji wymogów ustawy odległościowej, które na dzień dzisiejszy wydają się być realne.

Tymczasem na świecie, rok 2020 okazał się rekordowy dla energetyki wiatrowej. Pomimo pandemii przybyło 93 GW nowych mocy, czyli o blisko 1/3 więcej niż w rekordowym dotychczas roku 2015. Warto zauważyć, że nowe moce zainstalowane to w 93% farmy wiatrowe na lądzie. Na morzu zainstalowano wiatraki o mocy 6,1 GW. Liderami w budowie nowych farm są Chiny – 52 GW nowych mocy oraz USA (16 GW). Wśród krajów europejskich procesy inwestycyjne w energetyce wiatrowej były w 2020 r. znacznie skromniejsze: Holandia – 2 GW, Niemcy 1,6 GW[14]. Łączna moc turbin wiatrowych zainstalowanych na świecie przekroczyła 750 GW, tu także liderem są Chiny (290 GW). W Europie największą moc zainstalowaną posiadają Niemcy (53 GW), Hiszpania (27 GW) oraz Wielka Brytania (24 GW). Praktycznie we wszystkich krajach Europy udział energii z wiatru w ogólnym bilansie zużycia energii elektrycznej systematycznie wzrasta. Według danych organizacji ENSTO-E wskaźnik ten w piętnastu krajach UE przekroczył 10%, a średnio dla całej Unii wynosi 15% (Dania – 48%, Irlandia 36%, Niemcy i Wielka Brytania po 27%, Szwecja 20%). Dla Polski wskaźnik ten wynosi 9%. Rekordowe osiągnięcia odnotowali także w minionym roku konstruktorzy turbin wiatrowych. Testowana od końca 2019 r. turbina Haliade-X (producent GE) osiągnęła moc 14 MW, a do zastosowań morskich gotowe są turbiny o mocy 12 MW.

Trzeba mieć na uwadze prognozy, według których energetyka wiatrowa na lądzie i na morzu generowałaby w 2050 r. ponad jedną trzecią (35%) całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, stając się głównym źródłem wytwarzania. Oznacza to ponad trzykrotny wzrost globalnej skumulowanej mocy zainstalowanej lądowej energetyki wiatrowej do 2030 r. (do 1787 GW) i dziewięciokrotny do 2050 r. (do 5044 GW) w porównaniu do mocy zainstalowanej w 2018 r. (542 GW). W przypadku morskiej energetyki wiatrowej, globalna skumulowana moc zainstalowana wzrosłaby prawie dziesięciokrotnie do 2030 r. (do 228 GW) i znacznie do 2050 r., przy czym całkowita moc zainstalowana na morzu zbliżyłaby się do 1000 GW w 2050 r.

Ocenia się, że branża wiatrowa może zatrudnić 3,74 mln osób do 2030 r. i ponad 6 mln osób do 2050 r., co stanowi liczbę, odpowiednio, prawie trzykrotnie wyższą i pięciokrotnie wyższą niż 1,16 mln miejsc pracy w 2018 r. Aby zmaksymalizować wyniki transformacji energetycznej potrzebne są przyjazne jej ramy polityczne.

Prezentowane Państwu opracowanie jest głosem zespołu autorskiego w toczącej się w kraju dyskusji na temat transformacji energetycznej oraz roli i udziału w niej odnawialnych źródeł

[14] Olszowiec P., *Energetyka wiatrowa – bilans 2020 r.*, Wiadomości Elektrotechniczne 7, 2021.

energii. Przedstawiona praca ogniskuje swoją uwagę na energetyce wiatrowej zainstalowanej na lądzie. We wspomnianej dyskusji poczesne miejsce zajmuje rola wspomnianej już ustawy 10H. Dotychczasowe brzmienie tego aktu prawnego doprowadziło do znaczącego spadku dynamiki lub wprost zablokowania rozwoju tej gałęzi OZE i stawia pod znakiem zapytania realne możliwości spełnienia przez nasz kraj zobowiązań klimatycznych wobec społeczności międzynarodowej.

Należy mieć na uwadze fakt, że realizacja transformacji energetycznej, a zwłaszcza jej forma oraz tempo, w dużym stopniu zależeć będzie od sprzyjających ram politycznych, w tym rozwiązań prawnych.

Przytoczone w niniejszej monografii treści i sugestie winny być pomocne we wprowadzeniu w życie przygotowywanej nowelizacji wspomnianej ustawy oraz innych aktów prawnych istotnych dla rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie.

1 Elektrownie wiatrowe – rodzaje oddziaływań i sposoby ich oceny

1.1 Oddziaływania akustyczne

Hałas jest jednym z najbardziej szkodliwych czynników środowiskowych wpływających na zdrowie człowieka. Dokuczliwość oraz szkodliwość hałasu zależą głównie od jego częstotliwości, czasu trwania ekspozycji, czy też natężenia oraz zawartości składowych niesłyszalnych, a także cech osobowych odbiorcy[15]. Cechy indywidualne, takie jak wrażliwość na hałas, kwestie prywatności i akceptacja społeczna, korzyści i postawy, sytuacja lokalna oraz warunki planowania farmy wiatrowej również odgrywają rolę w zgłaszanej dokuczliwości. Hałas w środowisku jest uznanym problemem, który wydaje się narastać zarówno ze względu na zwiększoną ekspozycję na hałas pochodzący z istniejących źródeł, takich jak ruch drogowy, jak i ze względu na wprowadzanie nowych źródeł hałasu, takich jak turbiny wiatrowe[16]. Poziomy dźwięku można mierzyć, ale podobnie jak w przypadku innych problemów środowiskowych, postrzeganie przez społeczeństwo oddziaływania akustycznego turbin wiatrowych jest po części subiektywne.

1.1.1 Opis zjawiska

Prawie kilkudziesięcioletnia historia inwestycji w energetykę wiatrową pokazuje, że z jednej strony może być ona tanim źródłem odnawialnej energii, z drugiej zaś oddziałuje na środowisko naturalne. Podczas pracy turbiny wiatrowej emitowany jest hałas z zakresu częstotliwości słyszalnych (zakres 20 Hz do 20 kHz), jak i hałas o charakterze infradźwięków, potocznie określany jako niesłyszalny (w zakresie 0,1 do 20 Hz). Jego propagacja zależy od wielu czynników. Symulacje komputerowe, aproksymujące (przy wykorzystaniu specjalistycznego oprogramowania) wpływ tych czynników na parametry rozchodzącego się dźwięku oraz rzeczywiste pomiary akustyczne leżą u podstaw każdej dokumentacji niezbędnej do uzyskania pozwolenia na budowę farmy wiatrowej. Obliczenia ilustrowane są graficznie na mapach hałasu i określają jego zasięg, co umożliwia ocenę hałasu na najbliższych terenach chronionych akustycznie. Zarówno raport oceny oddziaływania na środowisko jak i decyzja o uwarunkowaniach środowiskowych takiego przedsięwzięcia zależą od dobrze wykonanego operatu akustycznego, z którego winien wynikać stopień uciążliwości pracy farmy wiatrowej dla okolicznych mieszkańców. Jednym z głównych elementów mogących mieć wpływ na taką uciążliwość jest odległość pomiędzy inwestycją, a siedliskiem ludzkim. W niniejszym opracowaniu wiele uwagi poświęcimy określeniu tzw. „minimalnej dopuszczalnej odległości", po przekroczeniu której prawdopodobieństwo oddziaływania farmy wiatrowej na zdrowie ludzkie może być już znaczące.

[15] Lis T., Nowacki K., Bendkowska-Senator K., *Kształtowanie optymalnych warunków pracy przy występowaniu hałasu zawodowego i pozazawodowego*, XVIII Konferencja Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji, Zakopane, 2015.
[16] Mohamed M.H., *Aero-acoustics noise evaluation of H-rotor Darrieus wind turbines*, Energy 65, 596–604, 2014.

1.1.2 Pojęcia podstawowe

Hałas – niepożądany dźwięk, który może być uciążliwy lub szkodliwy dla zdrowia. Hałas w środowisku oddziałuje za pośrednictwem powietrza na narząd słuchu oraz inne narządy człowieka. Hałas stanowi zbiór dźwięków o różnych częstotliwościach i różnych wartościach ciśnienia akustycznego.

Drgania akustyczne – ruch drgający cząstek ośrodka sprężystego względem położenia równowagi. Zaburzenie te polegają na przenoszeniu energii mechanicznej przez drgające cząstki ośrodka (sprężanie i rozprężanie) bez zmiany ich średniego położenia. Ośrodkiem sprężystym może być gaz, ciecz lub ciało stałe.

Fala akustyczna – rozchodzenie się drgań akustycznych, które powodują wrażenie słuchowe (fala dźwiękowa) oraz drgań o częstotliwościach wykraczających poza zakres słuchowy człowieka.

Podział dźwięków ze względu na częstotliwość:

- infradźwięki, zakres 0,1÷20 Hz,
- dźwięki słyszalne, zakres 20÷20 000 Hz,
- ultradźwięki, zakres powyżej 20 000 Hz.

W praktyce, przedstawione zakresy częstotliwości są rozszerzane lub zmniejszane, w zależności od obowiązującej metodyki oceny hałasu. W ostatnich latach, wyodrębniona została jeszcze jedna grupa dźwięków – dźwięki o niskiej częstotliwości (LFN). Nie ma jeszcze jednolitego standardu międzynarodowego, określającego zakres LFN. Wiele krajów przyjmuje własne zakresy LFN, w przedziale częstotliwości 10÷200 Hz. W Polsce nie ma przepisów regulujących poziomy dopuszczalne hałasu niskoczęstotliwościowego (LFN).
Ze względu na zmienność w czasie natężenia dźwięku, wyróżnia się:

- hałas ustalony – poziom dźwięku w czasie obserwacji zmienia się nie więcej jak 5 dB,
- hałas nieustalony – poziom dźwięku w czasie obserwacji zmienia się więcej jak 5 dB,
- hałas impulsowy – składa się z jednego lub szeregu impulsów dźwiękowych, z których każdy trwa krócej niż 1 sekundę.

Moc akustyczna – miara ilości energii emitowanej przez źródło w jednostce czasu. Jest podstawową wielkością, określającą emisję źródła.

Natężenie dźwięku – wartość mocy akustycznej, przypadająca na jednostkową powierzchnię, prostopadłą do kierunku rozchodzenia się fali akustycznej.

Decybel (dB) – jednostka logarytmiczna używana gdy zachodzi potrzeba porównania wielkości liniowych w bardzo szerokim zakresie wartości. W akustyce porównujemy zmiany ciśnienia o wartościach 0,00002 (próg słyszenia)÷100 (granica bólu) Pa, co w decybelach daje zakres 0÷134 dB. Zamiana jednostki liniowej (Pa) na logarytmiczną (dB) odbywa się zgodnie z wzorem:

$$L_{\mathrm{P}} = 10\log\frac{p^2}{p_0^2} \tag{1}$$

gdzie:
L_{P} – poziom ciśnienia akustycznego, dB,
p – średnie mierzone ciśnienie akustyczne, Pa,
p_0 – ciśnienie odniesienia ($2\cdot10^{-5}$=0,00002), Pa; ciśnienie progowe, odpowiadające ciśnieniu akustycznemu dla tonu o częstotliwości 1000 Hz, przy którym rozpoczyna się wrażenie słyszenia.

Równoważny poziom ciśnienia akustycznego ($L_{eq,T}$) – jest wartością ciągłego, ustalonego dźwięku, który w określonym przedziale czasu (T) ma ten sam średni kwadratowy poziom ciśnienia akustycznego, co rozważany dźwięk, który zmienia się w czasie:

$$L_{\mathrm{eq,T}} = 10\log_{10}\left(\frac{1}{T}\int_0^T \frac{p^2}{{p_0}^2}dt\right) \tag{2}$$

Za pomocą równoważnego poziomu dźwięku określone są poziomy dopuszczalne hałasu w środowisku (Dz.U. 2014 poz. 112)[17]. Jest wskaźnikiem oceny oddziaływania hałasu na środowisko.

Poziom mocy akustycznej podawany w dB – miara akustyczna określająca wielkość energii akustycznej, która jest wypromieniowana ze źródła dźwięku i pokazana jako stosunek do mocy akustycznej odniesienia $W_0 = 10^{-12}$ W.

$$L_{\mathrm{W}} = 10\log_{10}\left(\frac{W}{W_0}\right) \tag{3}$$

Analiza widmowa – obrazuje rozkład dźwięków prostych, składających się na poziom dźwięku złożonego. Podstawową metodą analizy widmowej jest transformata Fouriera. Jednak w ocenach wpływu hałasu na środowisko, rozkład widmowy określa się metodami filtracyjnymi. Najczęściej stosowane są filtry tercjowe i oktawowe, o stałej względnej szerokości pasma.

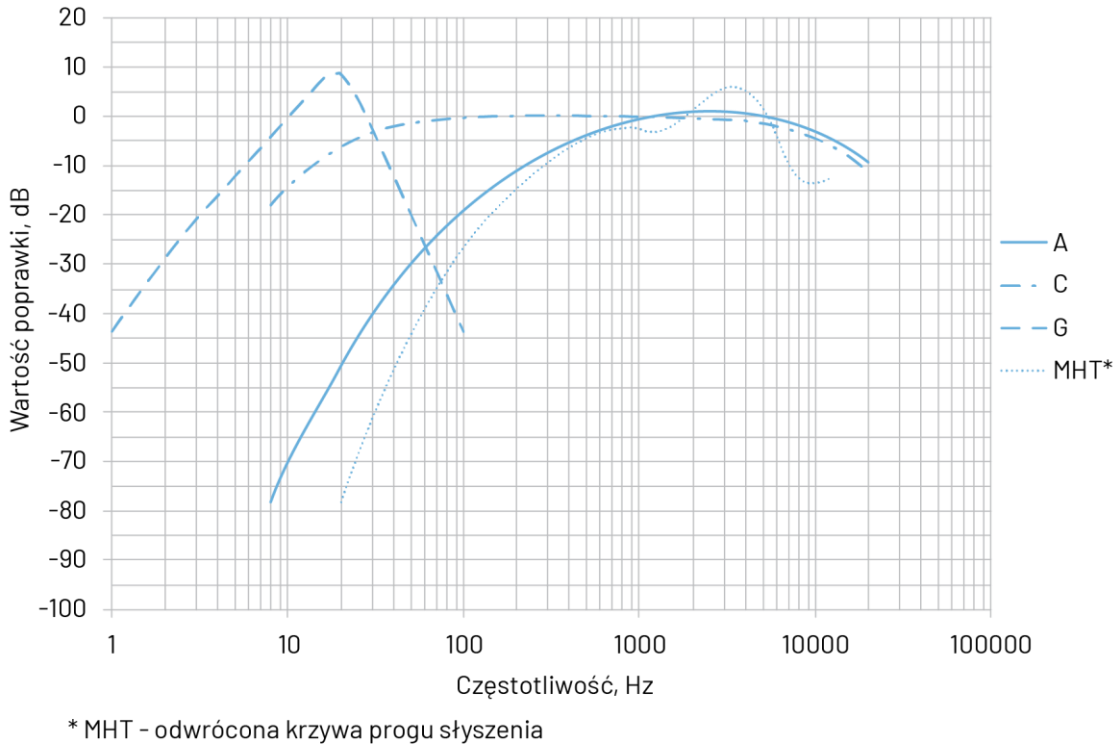
Dźwięk można podzielić na pasma częstotliwości, aby dokładniej przyjrzeć się rozkładowi ciśnienia akustycznego w całym spektrum częstotliwości. Najczęściej widmo częstotliwości słyszalnych podzielone jest na 10 pasm o szerokości jednej oktawy. Oznacza to, że górna i dolna granica pasma pozostają w stosunku 2:1. Środkowe częstotliwości pasm oktawowych podane są w hercach. Często informacje dostarczane przez analizę pasm oktawowych są niewystarczająco szczegółowe. Bardziej szczegółowy podział można uzyskać za pomocą analizy pasm oktawowych, w której dzieli się sygnał dźwiękowy na pasma o szerokości 1/3 oktawy. Wtedy jedna oktawa składa się z trzech tercji, a widmo częstotliwości słyszalnych podzielone jest na 30 pasm tercjowych. W tabeli (Tab. 1.1.) pokazano częstości środkowe pasm oktawowych (pogrubione) i tercjowych (1/3 oktawy) oraz ich szerokości.

[17] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

Tab. 1.1. Częstości środkowe i szerokości pasm oktawowych i tercjowych

Pasmo oktawowe	31,5			63			125			250			500		
Limit górny	22	28	35	44	57	71	88	113	141	176	225	283	353	440	565
Pasmo tercjowe (1/3 oktawy)	25	31,5	40	50	63	80	100	125	160	200	250	315	400	500	630
Limit dolny	28	35	44	57	71	88	113	141	176	225	283	353	440	565	707
Pasmo oktawowe	1000			2000			4000			8000			16000		
Limit górny	707	880	1130	1414	1760	2250	2825	3530	4400	5650	7070	8800	11300	14140	17600
Pasmo tercjowe (1/3 oktawy)	800	1000	1250	1600	2000	2500	3150	4000	5000	6300	8000	10000	12500	16000	20000
Limit dolny	880	1130	1414	1760	2250	2825	3530	4400	5650	7070	8800	11300	14140	17600	22500

Krzywe korekcji – przybliżają wartość energii niesionej przez dźwięk do czułości ludzkiego ucha. Stosuje się je w ocenach narażenia na hałas. Najczęściej stosowane są krzywe korekcji A dla dźwięków słyszalnych średnio głośnych, G dla infradźwięków oraz C do oceny poziomów dźwięków słyszalnych głośnych oraz szczytowych dźwięków na stanowiskach pracy. Krzywa korekcji A jest niemalże odwróconą krzywą, obrazującą możliwości słuchowe ludzkiego ucha, w zależności od częstotliwości dźwięku (MHT). Człowiek słyszy najlepiej w zakresie częstotliwości 500÷10 000 Hz, a poza tym zakresem słabiej. Uwzględnienie korekcji odbywa się poprzez poprawki odejmowane lub dodawane do wartości zmierzonych w pasmach tercjowych. Wartości poprawek zobrazowano na poniższym rysunku (Rys. 1.1).



Rys. 1.1. Krzywe korekcji A, C i G oraz odwrócona krzywa progu słyszenia

Należy zauważyć, że progi percepcji słuchowej infradźwięków znajdują się na wysokich poziomach, co oznacza, że człowiek bardzo słabo odbiera niskie częstotliwości dźwięku. Poniżej zestawiono wartości progowe dla częstotliwości do 100 Hz[18] (Tab. 1.2).

Tab. 1.2. Wartości progowe percepcji słuchowej człowieka

Częstotliwość [Hz]	4	8	10	12.5	16	20	25	31.5	40	50	63	80	100
Poziom [dB]	107	100	97	92	88	79	69	60	51	44	38	32	27

Emisja hałasu przez turbinę wiatrową – turbina wiatrowa emituje hałas aerodynamiczny, powstający w wyniku przepływu powietrza oraz mechaniczny, tworzący się wskutek interakcji ciał stałych, najczęściej części maszyn. Hałas aerodynamiczny generowany jest głównie podczas spływu powietrza po łopatach wirnika oraz podczas przejścia łopaty w pobliżu wieży nośnej turbiny. Hałas mechaniczny generują urządzenia zainstalowane w gondoli umieszczonej na wieży. Moc akustyczna turbin wiatrowych, podawana jako suma hałasu aerodynamicznego i mechanicznego, zawsze zależna jest od prędkości wiatru ze względu na charakter pracy urządzenia. Przykładowe zestawienie wartości mocy akustycznej turbiny wiatrowej, w zależności od prędkości wiatru, pokazano w tabeli (Tab. 1.3) i na rysunku (Rys. 1.2). W tabeli podano prędkość wiatru na dwóch wysokościach nad poziomem terenu (10 m i 98 m). Prędkości wiatru i odpowiadające mu poziomy mocy akustycznej podawane są przez producentów turbin w zróżnicowany sposób. Najczęściej w dokumentacji technicznej zależność ta przedstawiana jest w postaci wykresu lub w formie tabelarycznej. Wielu producentów podaje również dane o poziomie mocy akustycznej w rozbiciu na wartości w oktawach i tercjach, co umożliwia prowadzenie obliczeń zasięgu hałasu z uwzględnieniem wpływu gruntu metodą ogólną, zgodnie z obowiązującą normą PN-ISO 9613-2[19]. W niektórych dokumentacjach technicznych turbin, podawany jest maksymalny poziom mocy akustycznej dla dwóch prędkości wiatru, tj. na poziomie 10 m i odpowiadającej jej prędkości wiatru na poziomie osi wirnika turbiny wiatrowej.

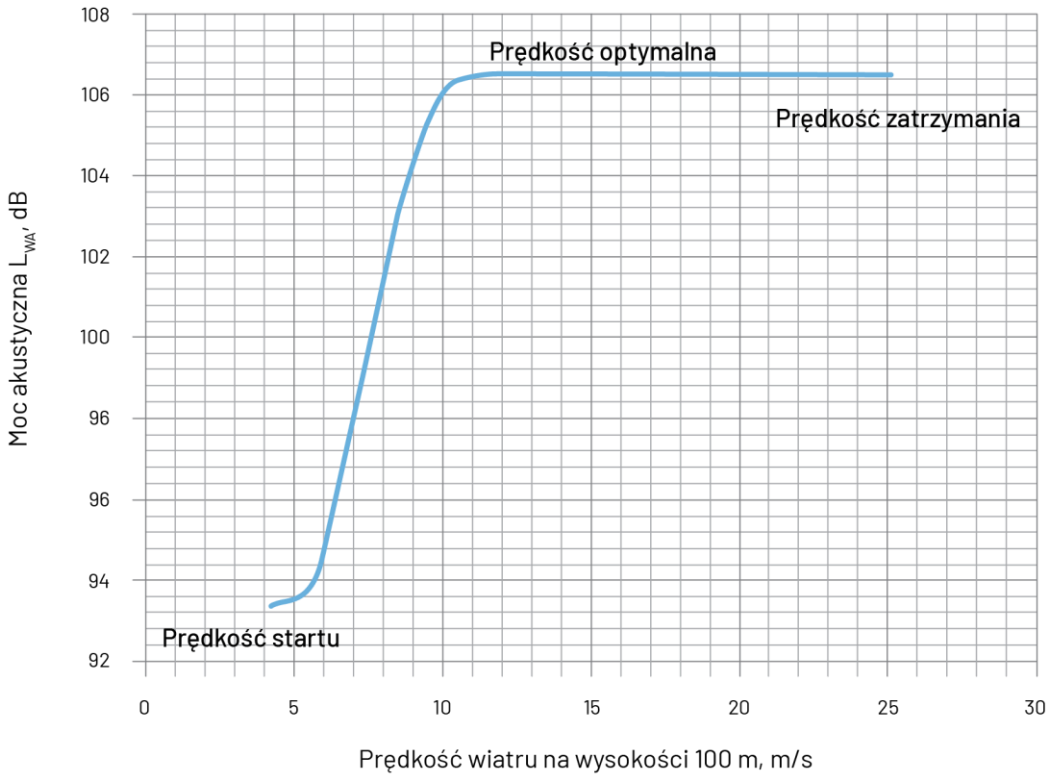
Tab. 1.3. Poziomy mocy akustycznej przykładowej turbiny wiatrowej w zależności od prędkości wiatru

Prędkość wiatru na wysokości 10 m, m/s		3	4	5	6	7	8	9	10 do max
Prędkość wiatru na wysokości osi wirnika (98 m), m/s		4,3	5,7	7,2	8,6	10,0	11,4	12,9	14 do max
Analiza widmowa oktawowa, częstotliwość, Hz	31,5	68,7	68,5	72,9	76,9	79,3	80,2	80,5	80,8
	63	77,8	77,6	82,2	86,4	88,9	90,0	90,1	90,3
	125	82,1	82,4	87,3	91,6	94,7	95,3	95,2	95,3
	250	85,6	86,1	91,3	96,0	99,9	99,0	98,1	97,6
	500	88,4	87,9	93,4	98,6	102,2	101,6	101,3	100,5
	1000	87,9	87,5	92,1	96,6	99,0	100,1	101,0	101,8
	2000	84,4	85,9	90,7	94,7	96,9	97,7	98,1	98,5
	4000	74,5	77,7	93,8	88,6	91,5	91,7	90,7	89,8
	8000	55,1	56,9	63,4	69,6	73,6	73,0	70,8	70,5
	16000	8,4	12,7	18,8	24,2	28,6	27,5	28,4	27,7
Łączny wynik poziomu mocy akustycznej L_{WA}, dB		93,4	93,6	98,6	103,3	106,5	106,5	106,5	106,5

[18] Watanabe T., Møller H., *Low Frequency Hearing Thresholds in Pressure Field and in Free Field*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 9(3), 106–115, 1990.
[19] PN-ISO 9613-2:2002, *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej*. *Ogólna metoda obliczania*, PKN, Warszawa 2002.

Charakterystyczne zjawiska akustyczne związane z pracą turbin wiatrowych:

- Poziom mocy akustycznej oferowanych na rynku typów turbin jest zróżnicowany i zmienny podczas pracy urządzenia, w zależności od prędkości wiatru. Wzrasta wraz ze wzrostem prędkości wiatru i po osiągnięciu pewnej prędkości optymalnej praktycznie jest stały.



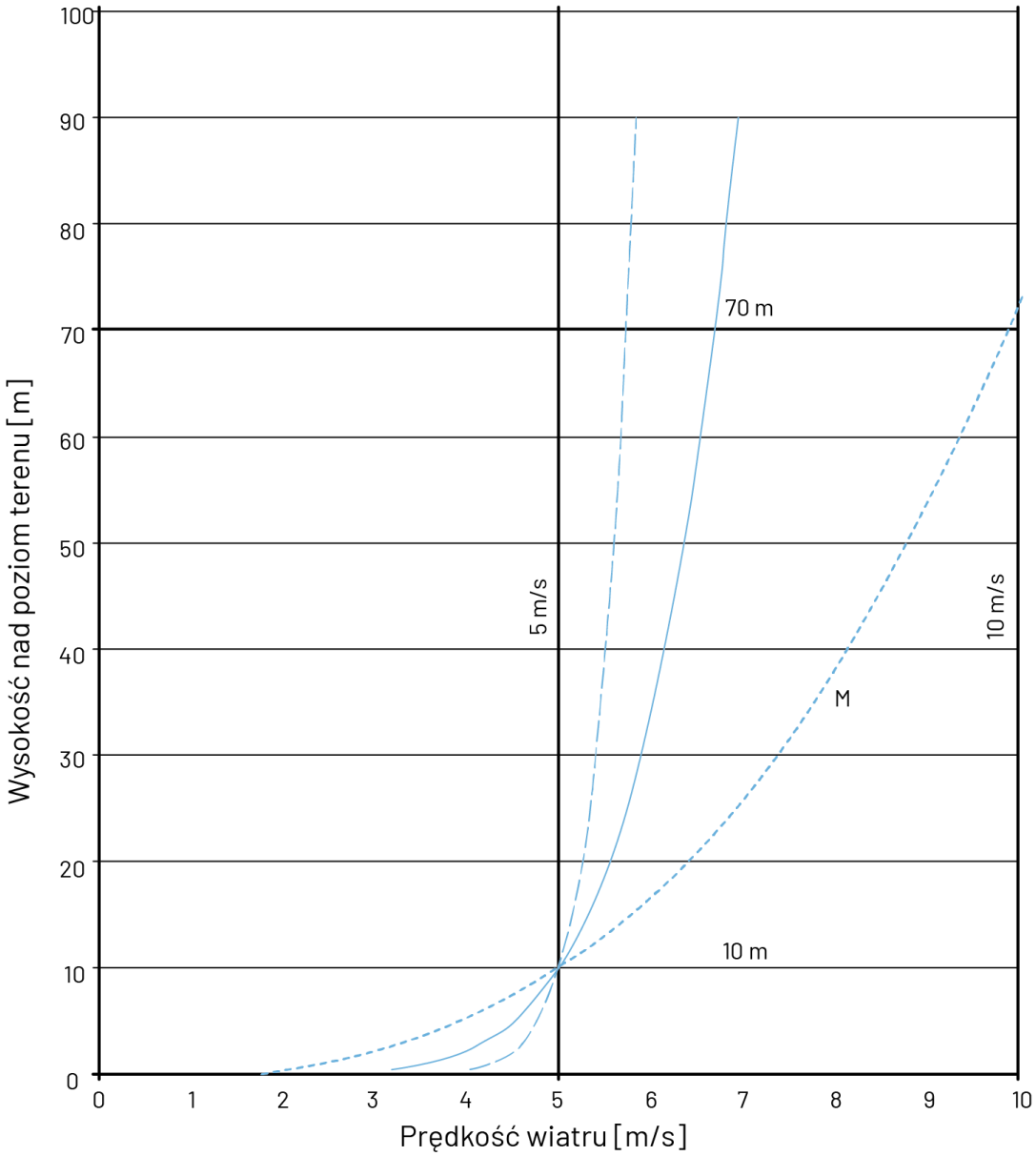
Rys. 1.2. Zależność mocy akustycznej od prędkości wiatru

- Prędkość wiatru wzrasta wraz ze zmianą wysokości nad poziomem terenu, tzn., im wyżej tym prędkość wiatru jest większa. Fakt ten ma znaczenie dla produktywności turbin wiatrowych oraz możliwości wykonania kontrolnych pomiarów hałasu wokół turbin.

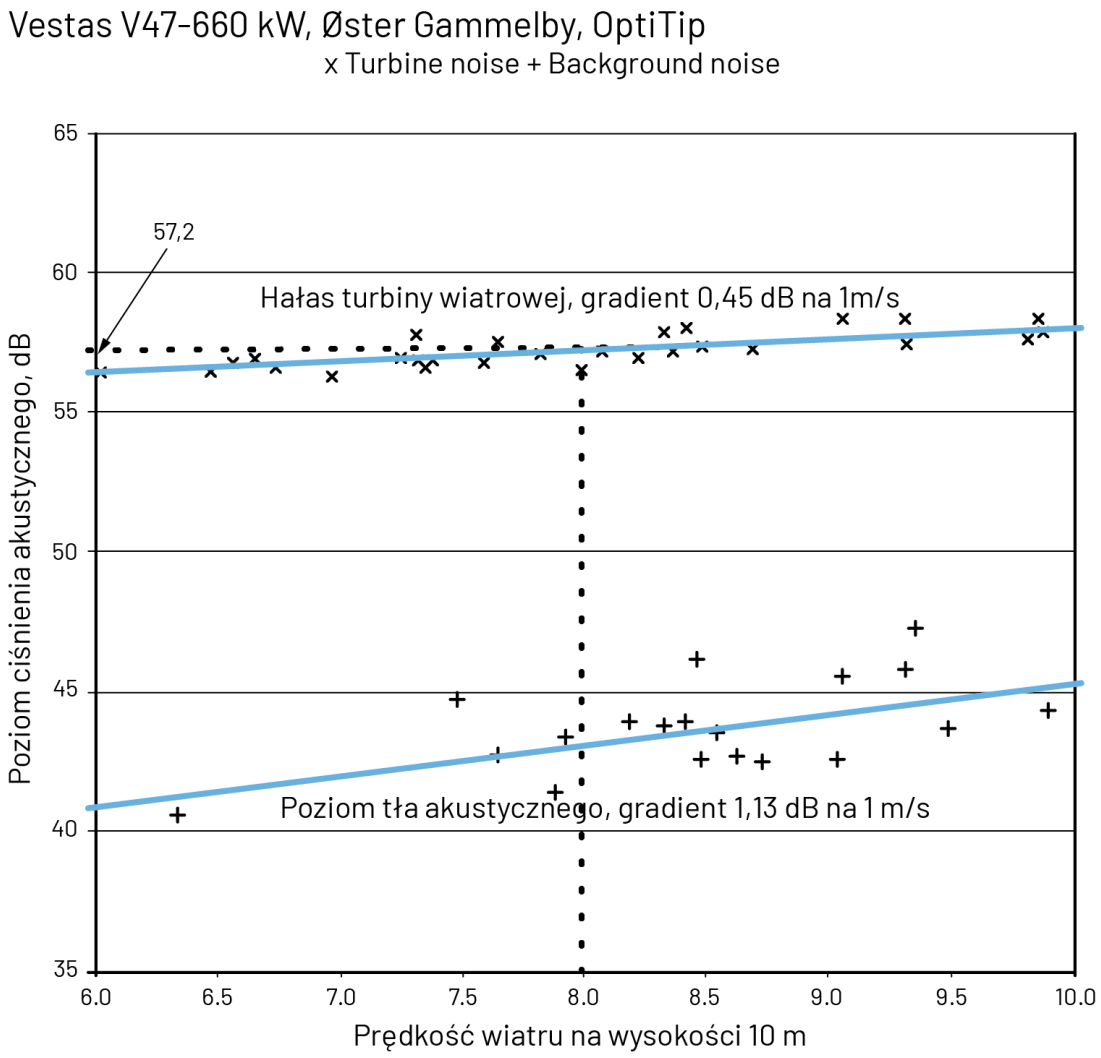
W celu wykonania oceny, dla możliwie najbardziej niekorzystnego akustycznie przypadku pracy turbin wiatrowych, pomiary należałoby wykonać przy prędkości wiatru odpowiadającej maksymalnym poziomom mocy akustycznej turbiny i minimalnej prędkości wiatru, na wysokości punktu pomiarowego. Takiej sytuacji odpowiada profil wiatru zaznaczony literą M na rysunku (Rys. 1.3). Rysunek wykonano na podstawie danych literaturowych[20],[21] oraz obserwacji własnych.

[20] Kariniotakis G., *Renewable energy forecasting – from models to applications*, Woodhead Publishing Elsevier, United Kingdom, 2017.
[21] Van den Berg G.P., Wind turbine power and sound in relation to atmospheric stability, Wind Energy 11, 151–69, 2008.

- Poziom tła akustycznego w środowisku zmienia się wraz ze zmianą prędkości wiatru – wzrasta z jego prędkością.



Rys. 1.3. Przykładowe pionowe profile wiatru



Rys. 1.4. Zmienność tła akustycznego wraz ze zmianą prędkości wiatru

Wyniki przeprowadzonych badań[22] wykazują, że wraz ze wzrostem prędkości wiatru, udział tła akustycznego, w mierzonym sumarycznym poziomie hałasu, ma tendencję wzrostową. Przy większych prędkościach wiatru, bliskich uzyskania maksymalnego poziomu mocy akustycznej turbin, poziom tła w punkcie pomiarowym staje się porównywalny z poziomem hałasu od pracy turbin. Stwierdza się wówczas, że hałas od pracy turbin jest nierozróżnialny z tłem akustycznym, co uniemożliwia ocenę oddziaływania farmy wiatrowej drogą pomiarową. Brak przekroczeń poziomów dopuszczalnych hałasu stwierdza się wtedy na podstawie przeprowadzonych symulacji (drogą obliczeniową). Jedną z istotnych przyczyn takiej sytuacji jest znaczne oddalenie źródła od kontrolnych punktów pomiarowych (ponad 400 m), lokalizowanych przy najbliższej zabudowie mieszkalnej. Dodatkowym czynnikiem, wpływającym na wzrost poziomu tła akustycznego w otoczeniu punktów pomiarowych, jest większa „szorstkość" terenu wokół zabudowy. Powodem tego są występujące w otoczeniu punktu pomiarowego drzewa, krzewy, budynki i inne obiekty. Zjawisko to zostało

[22] Acoustica AS, *The noise measurements*, Report P4.010.97, Vestas report 943111.R4, Denmark, 1997.

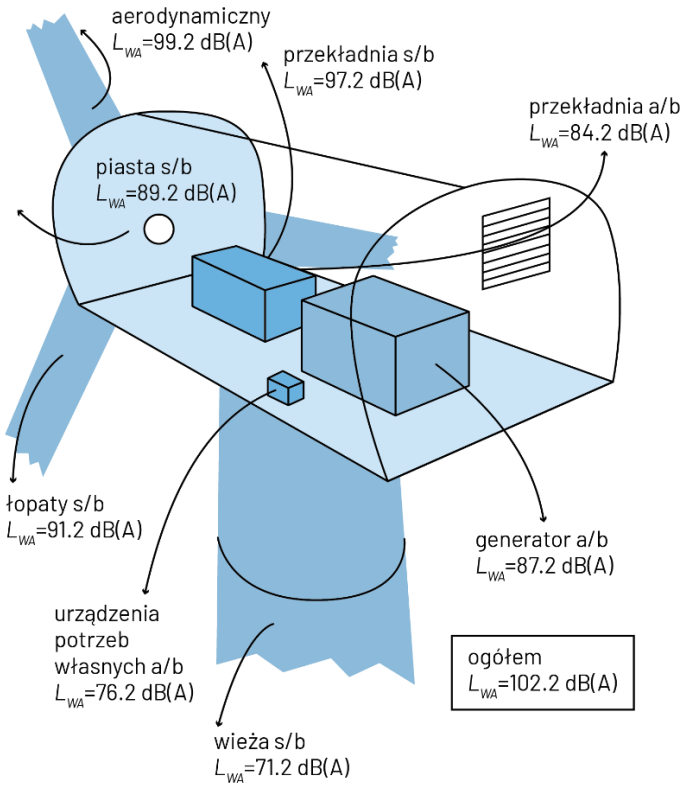
potwierdzone w pracy[23] oraz w kilkudziesięciu pomiarowych ocenach akustycznych, przeprowadzonych przez autorów niniejszego opracowania, dla dużych farm wiatrowych w Polsce.

1.1.3 Miejsca emisji i sposoby generowania fali akustycznej

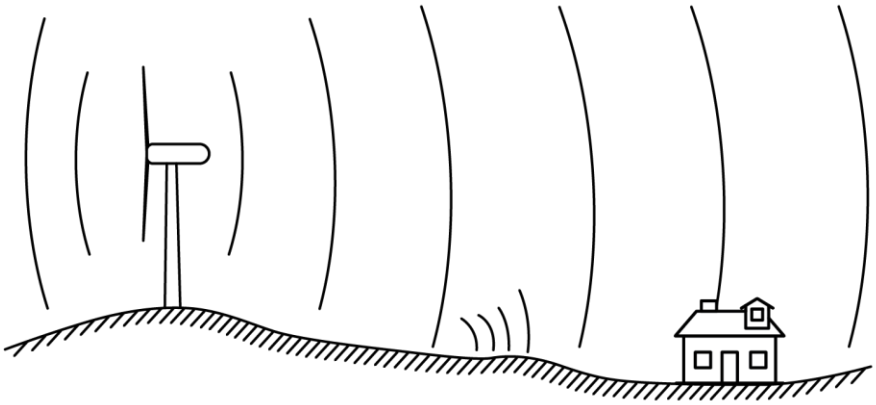
Turbiny wiatrowe generują zarówno dźwięk mechaniczny, jak i aerodynamiczny. Obecna technologia sprawia jednak, że hałas mechaniczny staje się mniej istotny, ponieważ w normalnych warunkach pracy zmniejsza się poniżej poziomu hałasu aerodynamicznego[24]. Dzięki rozwojowi technologii turbiny wiatrowe stały się znacznie cichsze, ale emitowany przez nie dźwięk jest nadal ważnym kryterium lokalizacyjnym. Emisja dźwięku z turbin wiatrowych jest jednym z lepiej zbadanych obszarów oddziaływania na środowisko w energetyce wiatrowej[25].

Powszechne stosowanie klasycznych turbin wiatrowych, tj. o poziomej osi obrotu, powoduje, że ich parametry akustyczne są dostępne. Producent turbin jest zobowiązany do podania właściwości akustycznych swojego produktu, np. w ramach certyfikacji znaku CE, gdzie do oceny akustycznej wykorzystuje się procedurę pomiarową obejmującą wyznaczenie m.in. poziomu mocy akustycznej np. zgodnie z normą IEC 61400[26]. Liczba zainstalowanych już parków wiatrowych powoduje, że hałas turbin wiatrowych stał się dziedziną badań naukowych, których wyniki omawiane są na wielu konferencjach międzynarodowych (np. Wind Turbine Noise[27], od roku 2005). Jednym z pierwszych opracowań, które z sposób kompleksowy prezentowały informacje o generowanym hałasie turbin wiatrowych jest praca[28], która przedstawia źródła emisji hałasu turbin oraz składowe pola akustycznego, które są istotne w klasycznym ujęciu ŹRÓDŁO – DROGA PROPAGACJI – ODBIORCA oraz poziomy mocy akustycznej poszczególnych elementów turbiny.

[23] Bullmore A., Adcock J., Jiggins M., Cand M., *Wind Farm Noise Predictions and Comparison with Measurements*, Third International Meeting on Wind Turbine Noise, Aalborg, Denmark, 2009.
[24] Pedersen E., Halmstad H., *Noise annoyance from wind turbines: A review – Report 5308*, Swedish Environmental Protection Agency, 2006.
[25] Rogers A.L., Manwell J.F., Wright S., *Wind turbine acoustic noise. Renewable Energy Research Laboratory Amherst*, University of Massachusetts, 2006.
[26] IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
[27] https://www.windturbinenoise.eu/
[28] Wegner S., Bareiss R., Guidati G,. *Wind Turbine Noise*, Springer, Berlin, 1996.



Rys. 1.5. Poziom mocy akustycznej elementów klasycznej turbiny wiatrowej o mocy elektrycznej 2 MW[29]



Wytwarzanie hałasu	Propagacja	Odbiór
- Źródła aerodynamiczne - Źródła mechaniczne	- Odległość - Gradient wiatru - Absorpcja - Teren	- Poziom hałasu otocznia - Przebywanie wewnątrz /na zewnątrz budynków - Wibracje budynków

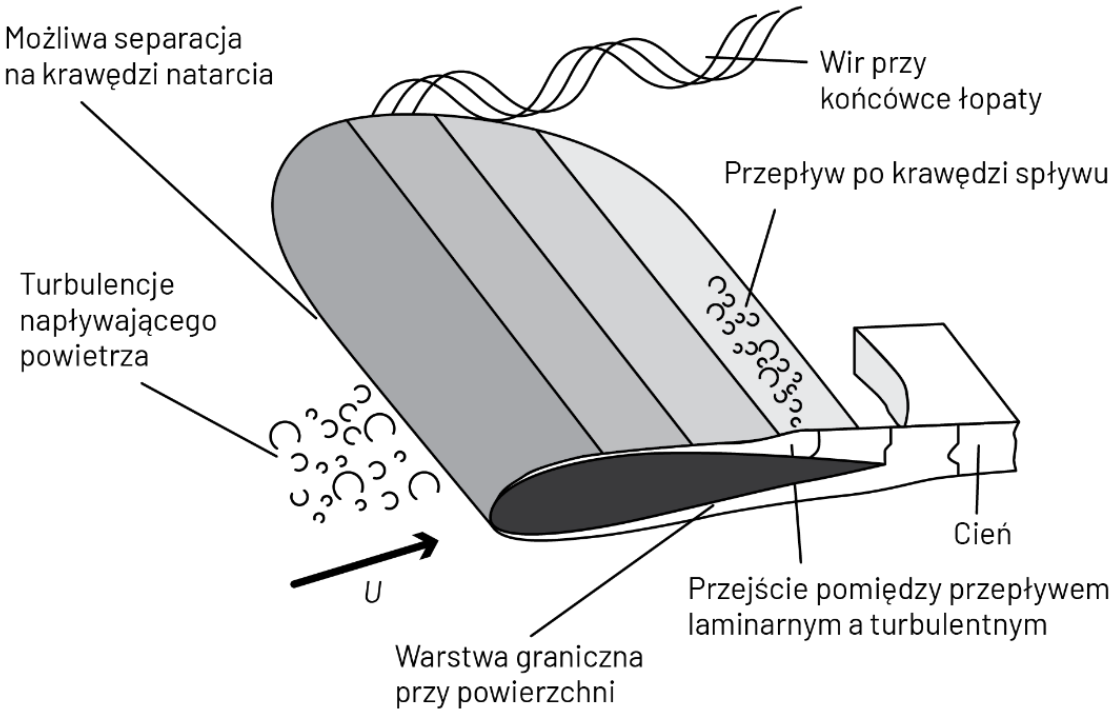
Rys. 1.6. Składowe pola akustycznego w ujęciu zasady: Źródło hałasu – Droga propagacji – Odbiorca[30]

[29] Wegner S., Bareiss R., Guidati G,. *Wind Turbine Noise*, Springer, Berlin, 1996.
[30] *Ibidem.*

Hałas turbin wiatrowych pod względem źródeł emisji akustycznej został podzielony na[31]:

a) hałas mechaniczny – pochodzący od gondoli (*generator, przekładnia, gondola*)

b) hałas aerodynamiczny – pochodzący od ruchu obracających się łopat (zaburzenia ośrodka sprężystego na końcówkach łopat, wiry Karmana, kawitacja powietrzna, zmiany ciśnienia ośrodka sprężystego podczas przejścia łopaty obok wieży)

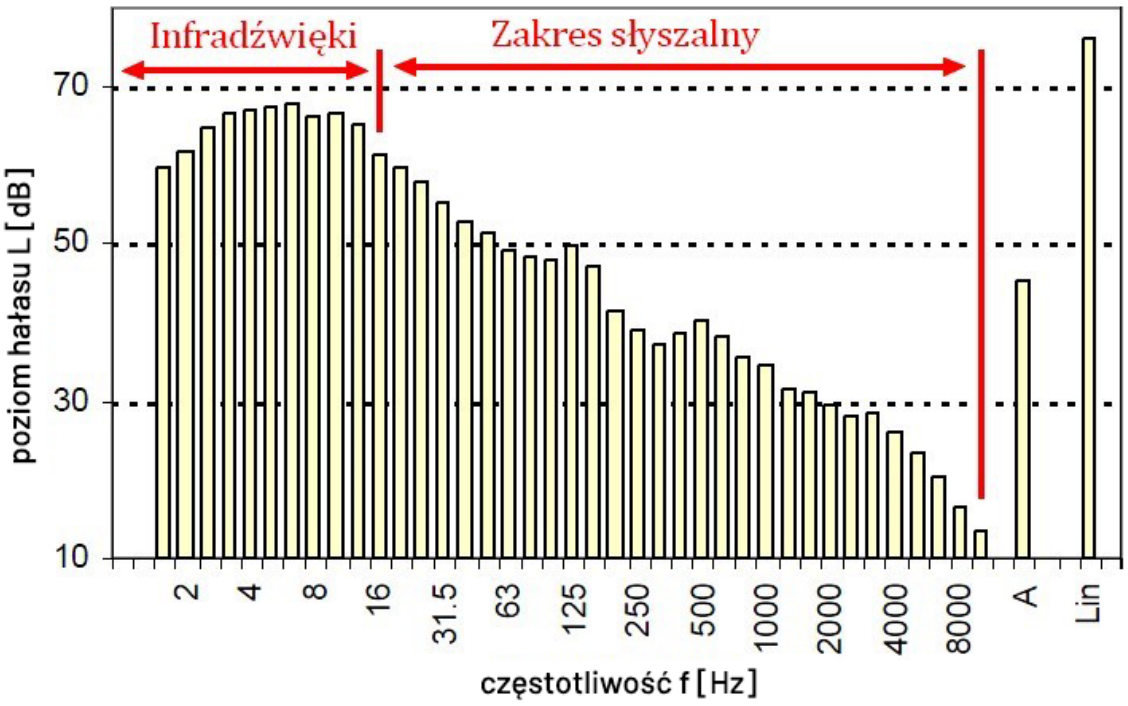


Rys. 1.7. Źródło generacji hałasu aerodynamicznego podczas pracy klasycznych turbin wiatrowych[32]

Hałas aerodynamiczny wynika z pracy łopat, które powodują emisję akustyczną zarówno w zakresie infradźwięków (*niesłyszalne pasmo dla ucha ludzkiego*) oraz w zakresie słyszalnym, charakterystyczny dźwięk przejścia łopaty przez wieżę, czyli tzw. „szszyy, szszyy, szszyy".

Hałas mechaniczny stanowi dominujące składowe widma amplitudowo – częstotliwościowego w zakresie słyszalnym, które cechują się składowymi w zakresie ponad 300÷500 Hz, ze względu na wystarczające tłumienie fali dźwiękowej przez powietrze nie jest znaczącym oddziaływaniem na obszarach chronionych akustycznie. Większość turbin wiatrowych posiada wygłuszenie samej gondoli, co dodatkowo wpływa na redukcję hałasu pochodzącego od elementów mechanicznych turbin wiatrowych.

[31] Wegner S., Bareiss R., Guidati G,. *Wind Turbine Noise*, Springer, Berlin, 1996
[32] *Ibidem.*



Rys. 1.8. Widmo dźwięku Turbiny Vestas V-80[33], ze zmianami autora

1.1.4 Propagacja fali akustycznej w przestrzeni

Prognozowanie emisji hałasu na etapie projektowym (np. raport środowiskowy, optymalizacja akustyczna farmy) wykonuje się w oparciu o metodę obliczeniową zalecaną dla hałasu przemysłowego w Dyrektywie 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 25 czerwca 2002 r.[34]. Metodę tą opisano w polskiej normie PN-ISO 9613-2:2002 *Akustyka, Zmniejszanie propagacji dźwięku na otwartej przestrzeni, Ogólna metoda obliczeń*[35].

Dla omawianej metody obliczeniowej wyznaczanie zasięgów hałasu od projektowanych turbin wiatrowych wykonuje się poprzez modele obliczeniowe obejmujące następujące elementy:

- cyfrowy model terenu inwestycji,
- lokalizację planowanych turbin wiatrowych,
- lokalizacją terenów podlegających ochronie akustycznej.

Cyfrowy model terenu wykonuje się w oparciu o mapy projektowe, które powinny być zgodne z mapami zasadniczymi i topograficznymi. Turbiny wiatrowe jako źródła emisji

[33] Golec M., Golec Z., Cempel C., Hałas Turbiny Wiatrowej VESTAS V80 podczas eksploatacji, Wind Turbine Noise, Berlin, Niemcy, 2005.
[34] Dyrektywa 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, z dnia 25 czerwca 2002 r. odnosząca się do oceny i zarządzania poziomem hałasu w środowisku.
[35] PN-ISO 9613-2:2002, Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania, PKN Warszawa 2002.

hałasu uwzględnia się w modelu obliczeniowym jako tzw. zastępcze źródła punktowe umiejscowione w modelu symulacyjnym na wysokości gondoli[36].

Zgodnie z przytoczoną normą, propagację fali dźwiękowej w środowisku charakteryzuje się poprzez tłumienie (A), energii akustycznej wypromieniowanej ze źródła hałasu do środowiska zewnętrznego. Tłumienie to jest wypadkową wielkością kilku składowych odnoszących się do różnych zjawisk fizycznych towarzyszących propagacji dźwięku i wyrażone jest wzorem:

$$A = A_{\mathrm{div}} + A_{\mathrm{atm}} + A_{\mathrm{gr}} + A_{\mathrm{bar}} + A_{\mathrm{misc}} \qquad (4)$$

gdzie:
A_{div} – tłumienie wynikające z tzw. „rozbieżności geometrycznej" czyli sferycznego rozprzestrzeniania się fali akustycznej od punktowego źródła dźwięku;
A_{atm} – tłumienie wynikające z pochłaniania przez atmosferę;
A_{gr} – tłumienie wynikające z oddziaływania z powierzchnią nad którą rozchodzi się dźwięk;
A_{bar} – tłumienie wynikające z obecności przeszkód na drodze propagacji dźwięku pomiędzy źródłem a punktem obserwacji;
A_{misc} – tłumienie wynikające z innych zjawisk towarzyszących propagacji dźwięku, w tym pochłanianie podczas propagacji przez obszary wysokiej zieleni, obszary gęstej zabudowy czy obszary przemysłowe.

Oceny oddziaływania akustycznego farm wiatrowych, prowadzone na etapie projektowania ich lokalizacji, oparte są na modelowaniu akustycznym. Praktycznie na całym świecie, do obliczeń wykorzystywana jest metodyka przedstawiono w normie ISO 9613-2[37], a w krajach skandynawskich dopuszczona jest metodyka Nord2000[38]. Ta ostatnia może być rozpatrywana jako rozszerzenie metodyki ISO 9613-2, pozwalając na dużo większe modyfikacje warunków propagacji fali akustycznej i analizę przypadków innych niż tylko ten najgorszy, który liczony jest metodyką ISO. Przy ocenie hałasu metodyką ISO[39] istotne jest zdefiniowanie odpowiednich parametrów obliczeń (Tab. 1.4), które w zależności od kraju mogą się różnić ze względu na przyjęte szczegółowe wytyczne obowiązujące na danym terenie lub w państwie.

Zastosowanie takiego podejścia modelowego do wyznaczania zasięgów hałasu umożliwia otrzymanie wiarygodnych poziomów dźwięku powodowanych pracą turbin wiatrowych, które to będą bardzo porównywalne z poziomami uzyskanymi z pomiarów hałasu w ramach badań porealizacyjnych czy monitoringów akustycznych. Oczywiście zgodność ta będzie możliwa ze względu na cechy modelowania hałasu pracy turbin opisanych w punkcie poniżej 1.1.5.

[36] Makarewicz R., *Is a wind turbine a point source?,* The Journal of the Acoustical Society of America 129, 579–81, 2011.
[37] PN-ISO 9613-2:2002, *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*, PKN Warszawa 2002.
[38] DELTA, *Nordic Environmental Noise Prediction Methods*, Nord2000,Summary Report, Lyngby, Denmark, 2002.
[39] PN-ISO 9613-2:2002, *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*, PKN Warszawa 2002.

Tab. 1.4. Najistotniejsze parametry do obliczeń zasięgów hałasu farm wiatrowych

Parametr obliczeń	Typowe ustawienia
Poziom mocy akustycznej	Maksymalny lub dla zdefiniowanej prędkości wiatru (najczęściej 6, 8 i 10 m/s mierzone 10 m n.p.t). Obecnie najczęściej wprowadzany jako widmowy rozkład mocy. Dawniej używano wartości jednoliczbowe.
Wpływ gruntu G	Definiowany dla poszczególnych terenów: Woda – G=0, Ląd – G=0,4÷0,7. lub Stała wartość tłumienia: Ląd – 3 dB, Morze – 1,5 dB.
Tonalność	Stosowanie dodatkowej poprawki +5 dB jeżeli tonalność występuje.
Wpływ warunków meteorologicznych na propagację (C0)	W praktyce niestosowane.
Wysokość na której prowadzi się oceny	Typowo 4 m n.p.t. Spotyka się wartości 5 oraz 1,5 m n.p.t
Wskaźniki oceny	Typowo L_{AeqT}. Spotyka się L_{DEN} i L_{90}

1.1.5 Badania, projektowanie i optymalizacja akustyczna turbin wiatrowych

Istotnym elementem wpływu środowiskowego pracy farmy wiatrowej jest oddziaływanie hałasu. Zasięgi hałasu od pracujących turbin są zależne w głównej mierze od prędkości obrotowej turbin, co jest efektem chwilowych prędkości wiatru na wysokości gondoli. Wielkość hałasu przy zabudowie mieszkaniowej jest zależna od kierunku wiatru (czy hałas niesie się „z wiatrem" czy „pod wiatr" oraz pór roku, co jest warunkowane przez warunki pochłaniania przez grunt oraz wielkość tła akustycznego – dla miesięcy zimowych brak jest dźwięków natury ożywionej i szumu liści, dla pozostałych miesięcy jest to istotna składowa hałasu w środowisku.

Przyjmując zatem tezę, że zasięgi hałasu od pracujących turbin są zależne od wielu czynników, istotne jest, aby określić poziomy dźwięku przy terenach chronionych akustycznie dla tych różnych wariantów eksploatacji farmy wiatrowej.
Do zasadniczych i decydujących parametrów wpływających na wielkość hałasu od pracujących turbin względem budynków mieszkalnych gdzie mieszkają ludzie należy zaliczyć:

a) funkcję terenu chronionego akustycznie i odpowiadające danej funkcji wartości dopuszczalne (najniższe to 40 dB w nocy i 50 dB w dzień dla zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej),

b) rodzaj planowanej turbiny, czyli jej charakterystyka akustyczna

- jej maksymalny poziom mocy akustycznej i poziom mocy dla danej klasy wiatru,
- wysokość turbiny, jako wysokość gondoli i długość łopat,
- rodzaj łopat w ujęciu akustycznym, np. z nakładkami ząbkowanymi obniżającymi ich hałas aerodynamiczny.

c) liczbę turbin wokół konkretnego budynki mieszkalnego (dla pojedynczej turbiny odległość od zabudowy będzie znacznie mniejsza niż dla większej liczby turbin w podobnych odległościach od zabudowy mieszkaniowej),

d) charakterystykę obszaru między turbinami, a zabudową mieszkaniową, który ma wpływ na określenie współczynnika pochłaniania fali dźwiękowej przez grunt i wyznaczenia szorstkości tego gruntu w różnych porach roku,

e) kierunkowość turbiny wiatrowej, czyli różnica poziomów dźwięku między ustawieniem turbiny bokiem, a przodem lub tyłem względem budynku mieszkalnego.

Suma wszystkich wyżej wymienionych czynników daje możliwość wiarygodnego oszacowania wielkości hałasu, co wprost przekłada się na wyznaczenie bezpiecznej odległości między wiatrakiem a zabudową mieszkaniową chronioną akustycznie.

Wykonanie obliczeń akustycznych z uwzględnieniem pokazanych wyżej kryteriów jasno uzmysławia, że odległość dla której spełnione są dopuszczane wartości hałasu przy zabudowie mieszkaniowej zawiera się w bardzo szerokim przedziale. Dlatego głównym wnioskiem jaki należy wyciągnąć z etapu projektowania farm wiatrowych jest fakt, że wiarygodne określenie bezpiecznej odległości między turbiną, a budynkiem mieszkalnym powinno być za każdym razem wykonane na podstawie obliczeń hałasu – obliczeń dla danych założeń (liczba i rodzaj turbiny, wartości dopuszczalne, rodzaj terenu – jego szorstkość, etc.). Oczywiste jest również, że wszystkie analizy akustyczne powinny być wykonane dla wariantów najmniej korzystnych z punktu widzenia zasięgów hałasu.

Etap projektowy obejmujący wyznaczenie bezpiecznej odległości między turbiną, a budynkiem mieszkalnym powinien uwzględniać dokładność obliczeń hałasu na etapie projektowym, wiarygodność wyliczeń, które w późniejszym etapie będzie można porównać z wynikami fizycznych pomiarów hałasu i niepewność, czyli ryzyka które mogą wystąpić i spowodować, że otrzymane wyników pomiarów hałasu, które zostaną wykonane po uruchomieniu farmy wiatrowej będą wyższe niż te pokazane na etapie projektowym.

Dokładność obliczeń hałasu na etapie projektowym, a rozrzut wyników z terenowych pomiarów hałasu stanowi dość duże utrudnienie gdy chcemy rzetelnie zaprojektować farmę wiatrową w ujęciu akustycznym. Rozdzielczość programów akustycznych oraz dokładność otrzymywanych wyników to 0,1 dB. Oznacza to, że jeśli ustalonym limitem hałasu dla zabudowy mieszkaniowej jest poziom 40 dB, a poziomy dźwięku otrzymane z obliczeń programu symulacyjnego w punkcie referencyjnym, np. na granicy terenu chronionego wyniosą 40,1 dB to formalnie otrzymujemy przekroczenie hałasu. Rozwiązaniem takiej sytuacji na etapie projektowym jest obniżenie poziomu mocy akustycznej poprzez zastosowanie trybu wyciszonej pracy turbiny. Na etapie projektowym obniżenie poziomu mocy akustycznej uzyskuje się poprzez odjęcie np. 1 dB lub większej liczby dB od maksymalnego poziomu mocy akustycznej turbiny – stosując tzw. „mody" pracy turbiny. W ujęciu technicznym takie wyciszenie turbiny (odjęcie konkretnej ilości dB)

polega na fizycznym zmniejszeniu jej prędkości obrotowej, co dalej powoduje mniejszy hałas pracy turbiny. Zakresy wyciszenia turbin tzw. „mody" posiadają skuteczność w zakresie 1 dB do nawet 3 dB dla danego „modu". Oznacza to, że wyciszając turbinę o jeden tryb („mod") możemy obniżyć jej poziom mocy akustycznej nawet o 3 dB. Dodatkowo każda turbina posiada większą ilość trybów wyciszających („modów"), co oznacza, że turbina pracująca z maksymalnym poziomem mocy akustycznej może być wyciszona nawet o 5÷7 dB. Ilość trybów wyciszających, ich przedział w dB jest inny dla różnych producentów turbin i jest zależny od cech danej konstrukcji turbiny – sztywności, odporności na wibracje generatora, rodzaju łopat, etc.

Praktyka pomiarowa pokazuje natomiast, że zmienność poziomu dźwięku podczas fizycznych badań hałasu turbin wiatrowych może sięgać 5 dB i więcej. Jest to głównie efektem lokalnych podmuchów wiatru i wpływu tła akustycznego, np. dźwięki bytowe, dźwięki przyrody ożywionej, czy innych źródeł hałasu występujących w obszarze badanej zabudowy mieszkaniowej – ruch komunikacyjny. Ważne, aby podczas pomiarów hałasu wiedzieć jakie dźwięki stanowią hałas od pracy turbin, a co jest tłem akustycznym.

W najlepszym przypadku jeśli z obliczeń hałasu otrzymamy przekroczenie rzędu 0,1 dB (wartość 40,1 dB) to musimy zastosować wyciszenie o poziomie 1 dB, co powoduje, że otrzymujemy zapas 0,9 dB przy zabudowie mieszkaniowej. W gorszym przypadku musimy dla przekroczenia 0,1 dB stosować wyciszenie 3 dB, tym samym tworząc znaczny „zapas hałasu". Takie działania automatycznie powodują, że wiarygodność analiz hałasu jest wysoka i zawsze poziomy hałasu przy terenach chronionych akustycznie są przeszacowane (zawyżone), względem rzeczywistych poziomów hałasu, które fizycznie mierzy się w porze dnia i porze nocy. Dodatkowymi elementami zwiększającymi wiarygodność wyników lub inaczej mówiąc ich niepewność, czyli szacowana różnica między poziomami uzyskanymi z obliczeń hałasu, a z pomiarów porealizacyjnych są jeszcze dwa czynniki:

a) Jednakowa praca wszystkich turbin – analizy hałasu przyjmują założenie, że wszystkie turbiny pracują w sposób stabilny i bez strat związanych z wpływem innych turbin. W praktyce natomiast, na obszarze całej farmy, jeśli nawet siła wiatru jest taka, aby turbiny pracowały z maksymalną prędkością obrotową to nigdy wszystkie turbiny nie pracują ze 100% wydajnością. Jest to efektem tzw. prawa Betza, które wykazuje, że prędkość wiatru za turbiną w porównaniu z prędkością przed turbiną jest o ok. 30% niższa. Te 30% siły wiatru jest zamieniane na ruch obrotowy łopat. Straty te, pomimo zachowania znacznych odległości i ustawienia względem siebie turbin, powodują, że nie wszystkie turbiny pracują z maksymalną prędkością obrotową – z maksymalnym poziomem mocy akustycznej.
b) Wpływ tła akustycznego (głównie szumu wiatru) oraz innych źródeł emisji hałasu. Elementem pomijanym w obliczeniach hałasu (na etapie projektu farmy) jest wpływ tła akustycznego na poziomy hałasu od turbin. Ogólnie mówiąc, tło akustyczne to wszystkie dźwięki w otoczeniu punktu pomiarowego, które nie wchodzą w skład badanego źródła hałasu, czyli:
   - hałas turbin i tło wiatru na podobnym poziomie;

- hałas turbin i droga;
- hałas turbin i inne źródło przemysłowe;
- efekt skumulowany z inną famą.

W sytuacji gdy tło akustyczne wokół badanego budynku mieszkalnego jest kształtowane również przez inne źródła niż tylko hałas od turbiny wiatrowej, wielkość korekty uwzględniającej wpływ tła może wynieść nawet 2,5 dB. Wynika to wprost z zależności na obliczanie poziomu emisji hałasu w środowisku z uwzględnieniem korekty na tło akustyczne.

$$L_{\mathrm{Aek}} = 10\log(10^{0,1L_{\mathrm{Asr}}} - 10^{0,1L_{\mathrm{At}}}) \tag{5}$$

gdzie:
L_{Asr} – oznacza średni zmierzony poziom dźwięku A w [dB]
L_{At} – oznacza średni poziom tła akustycznego w [dB]

Innymi słowy, należy wiedzieć, że prezentowane obliczenia hałasu na etapie projektowym są zazwyczaj zawyżone, względem tych, które są później fizycznie mierzone. Jeśli projekt akustyczny farmy wiatrowej został rzetelnie wykonany to daje on pewność, że zmierzone poziomy hałasu w trakcie eksploatacji farmy wiatrowej nie będą przekraczały poziomów dopuszczalnych i nie będą stanowić zagrożenia dla osób tam mieszkających.

1.1.6 Wskaźniki oceny hałasu, wartości progowe

W Europie i na świecie oceny oddziaływania hałasu pochodzącego od farm wiatrowych na środowisko prowadzi się różnymi metodami[40],[41],[42]. Punktem wyjścia są wytyczne WHO[43]. Ustalanie poziomów dopuszczalnych odbywa się głównie za pomocą trzech metod. Pierwszy sposób realizowany jest poprzez ustalenie bezwzględnych wskaźników, uzależnionych najczęściej od pory doby i sposobu zagospodarowania terenu. Drugi sposób, polega na ustalaniu wskaźników względnych, które zależą od aktualnego stanu warunków akustycznych na analizowanym terenie. Trzeci sposób, to połączenie dwóch wcześniejszych, czyli stosowanie łącznie wskaźników względnych i bezwzględnych. Niekiedy stosuje się też poprawkę 5 dB na tonalny charakter źródła[44]. WHO zaleca dopuszczalny poziom hałasu długookresowego L_{DWN} dla turbin wiatrowych na poziomie 45 dB[45]. W Polsce stosuje się bezwzględne wskaźniki określone w rozporządzeniach Ministra

[40] Raman G., Ramachandran C. R., Aldeman R.M. *A review of wind turbine noise measurements and regulations*, Wind Engineering 40(4), 319–342, 2016.
[41] Fredianelli L., Carpita S., Licitra G., *A procedure for deriving wind turbine noise limits by taking into account annoyance*, Science of the Total Environment 648, 728–736, 2019.
[42] Davy J.L., Burgemeister K., Hillman D., Carlile S., *A Review of the Potential Impacts of Wind Turbine Noise in the Australian Context*, Acoustics Australia 48, 181–197, 2020.
[43] World Health Organisation, *Environmental Noise Guidelines for the European Region*, World Health Organisation Regional Office for Europe, Copenhagen, 2018.
[44] Hansen C. H., Doolan C. J., Hansen K. I., *Wind Farm Noise: Measurement, Assessment and Control*, John Wiley & Sons Ltd. First Edition, 2017.
[45] World Health Organisation, *Environmental Noise Guidelines for the European Region*, World Health Organisation Regional Office for Europe, Copenhagen, 2018.

Środowiska (Dz.U.2014 poz.112)[46]. Oceny hałasu pochodzącego od turbin wiatrowych oparte są na analizach sygnału dźwiękowego korygowanego krzywą korekcji A (Rys. 1.1). Do oceny, powszechnie stosowanymi są dobowe poziomy równoważne np. $L_{Aeq,D}$ /pora dzienna/ i $L_{Aeq,N}$ /pora nocna/ np. w Polsce oraz oparte na nich wskaźniki roczne L_{DWN}, L_N np. Holandia lub L_R (podobny do L_{Aeq}) np. Dania. Wyjątek stanowią takie kraje jak: Wielka Brytania (ETSU-R-97 1996)[47], Nowa Zelandia czy Australia, gdzie stosowane są wskaźniki statystyczne np. L_{A90}, L_{A50}. Kilka krajów, jak np. Francja, stosuje względne kryteria oceny sprawdzając naddatek hałasu ponad tło akustyczne, co ze względu na zmienne tło akustyczne, podczas pracy elektrowni wiatrowych, może prowadzić do niejednoznacznych ocen. Dodatkowo, we Francji można jeszcze zwiększać limity o 1, 2 lub 3 dB, gdy przekroczenie występuje tylko przez, odpowiednio, 4÷8, 2÷4 godziny lub 20÷120 minut. Zestawione w tabeli (Tab. 1.5). wartości wskaźników opracowano na podstawie literatury[48],[49].

Tab. 1.5. Wybrane dopuszczalne poziomy hałasu i wskaźniki oceny hałasu słyszalnego stosowane na świecie

Kraj lub region	Wskaźnik oceny	Tereny wiejskie		Osiedla mieszkalne	
		dzień	noc	dzień	noc
Australia (Victoria, South Australia)	$L_{A90,\ 10min}$	40	40	40	40
Australia (Queensland)	L_{Aeq}	37	35	37	35
Australia (New South Wales, Western Australia)	L_{Aeq}	35	35	35	35
Belgia (Flandria)	L_{Aeq}	48	43	44	39
Belgia (Walonia)	L_{Aeq}	45	45	45	45
Kanada (Alberta)	L_{Aeq}	-	40	-	43÷46
Kanada (British Columbia, Manitoba, New Brunswick)	L_{Aeq}	40	40	40	40
Kanada (Ontario)	L_{Aeq}	40	40	45	45
Dania	L_{Aeq}	42÷44	42÷44	37÷39	37÷39
Francja	L_{Aeq}	35	35	35	35
Niemcy	L_{Aeq}	50	35	50	35
Irlandia	L_{Aeq}	40	40	40	40
Włochy	L_{Aeq}	50	40	55	45
Nowa Zelandia	$L_{A90,\ 10min}$	40	35	40	40
Norwegia	L_{DWN}	45	45	45	45
Szwecja	L_{Aeq} dla 8 m/s	35	35	40	40
Szwajcaria	L_{Aeq}	50	40	50	40
Holandia	L_{DWN}	47	47	47	47
Holandia	L_N	41	41	41	41
Wielka Brytania	$L_{A90,\ 10min}$	35÷40	43	35÷40	43
USA (Georgia)	L_{Aeq}	55	55	55	55
USA (Minnesota, Wyoming)	L_{Aeq}	50	50	50	50
USA (Wisconsin)	L_{Aeq}	50	45	50	45
Polska	L_{Aeq}	50÷55	40÷45	50÷55	40÷45

W każdym kraju wskaźniki oceny powiązane są ściśle ze stosowaną w tym kraju metodyką pomiarową. Różne są także definicje terenu chronionego. Dla przykładu w Polsce na

[46] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

[47] The Working Group on Noise from Wind Turbines, *The assessment and rating of noise from wind farms*, Energy Technology Support Unit, ETSU-R-97, 1996.

[48] Hansen C. H., Doolan C. J., Hansen K. I., *Wind Farm Noise: Measurement, Assessment and Control*, John Wiley & Sons Ltd.First Edition, 2017.

[49] Davy J. L., Burgermeister K., Hillman D., Wind turbine sound limits: Current status and recommendations based on mitigating noise annoyance, Applied Acoustics 140, 288–295, 2018.

terenach wiejskich występuje zabudowa zagrodowa, jednorodzinna i wielorodzinna, które mają odmienne wartości wskaźników L_{Aeq}. Zatem nie jest możliwe proste porównanie ze sobą wartości wskaźników stosowanych w różnych krajach. Przykładowo w Szwecji wskaźnik L_{Aeq} określany jest dla konkretnej prędkości wiatru, a w Polsce podany jest zakres dopuszczalnych prędkości wiatru podczas pomiarów.

Ze względu na wyrażane obawy dotyczące możliwych negatywnych skutków hałasu o niskiej częstotliwości pochodzącego z turbin wiatrowych, dokonano zestawienia istniejących lub proponowanych limitów hałasu o niskiej częstotliwości z całego świata[50]. Tab. 1.6. przedstawia wybrane wartości krzywych odniesienia, które zostały wykorzystane lub są sugerowane do wykorzystania do kontroli ogólnego hałasu o niskiej częstotliwości w Europie. Z wyjątkiem polskich i duńskich wartości nocnych, które są oparte na wartościach korygowanych krzywą A, prezentowane wartości są zbliżone do wartości progowych ludzkiego ucha przy częstotliwości 50 Hz i poniżej. Oznacza to, że twórcy tych limitów uznali, że hałas o niskiej częstotliwości zbliżony do progu słyszalności może być denerwujący. Zdania badaczy są na ten temat podzielone i nadal trwają badania nad wykluczeniem lub potwierdzeniem potencjalnego zagrożenia dla zdrowia w zakresie hałasu niskoczęstotliwościowego. W Polsce hałas niskoczęstotliwościowy, podobnie jak infradźwiękowy, nie jest badany w żadnym środowisku.

Tab. 1.6. Wartości krzywych odniesienia proponowane na świecie do oceny hałasu niskoczęstotliwościowego

Częstotliwość	Polska	Dania	Niemcy	Holandia	Szwecja	Wielka Brytania	ISO 22
Hz	dB (A)		dB				
8	–	–	103	–	–	–	–
10	80,4	90,4	95	–	–	92	–
12,5	83,4	93,4	87	–	–	87	–
16	66,7	76,7	79	–	–	87	–
20	60,5	70,5	71	74	–	74	74,3
25	54,7	64,7	63	64	–	64	65
31,5	49,3	59,4	55,5	55	56	56	56,3
40	44,6	54,6	48	46	49	49	48,4
50	40,2	50,2	40,5	39	43	43	41,7
63	36,2	46,2	33,5	33	41,5	42	35,5
80	32,5	42,5	28	27	40	40	29,8
100	29,1	39,1	23,5	22	38	38	25,1
125	26,1	36,1	–	–	36	36	20,7
160	23,4	33,4	–	–	34	34	16,8
200	20,9	–	–	–	32	–	13,8
250	18,6	–	–	–	–	–	11,2

1.1.7 Tonalność i modulacja amplitudy

Hałas tonalny (tonalność) można zdefiniować jako taki w którym na podstawie analizy widmowej identyfikujemy tonalne składowe częstotliwościowe. Najprostszym sposobem określenia tonalności hałasu jest wykonanie pomiaru ciśnienia akustycznego w pasmach tercjowych. Obecność tonów określamy poprzez porównanie wartości ciśnienia

[50] Davy J.L., Burgemeister K., Hillman D., Carlile, S., *A Review of the Potential Impacts of Wind Turbine Noise in the Australian Context*, Acoustics Australia 48, 181–197, 2020.

akustycznego w sąsiadujących ze sobą pasmach. Wiele przepisów w różnych krajach uwzględnia karę za emisję hałasu tonalnego do 5 dB. Ogólnie przyjmuje się, że każdy hałas który zawiera rozróżnialne tony jest bardziej irytujący niż hałas o tym samym poziomie bez tonów. W przypadku turbin wiatrowych konieczne jest ustalenie odpowiedniej metodyki pomiarowej hałasu tonalnego. Najważniejszym zagadnieniem jest określenie miejsca wykonywania pomiarów. Możliwy jest pomiar w pobliżu turbin wiatrowych[51] lub przy odbiorniku na terenie chronionym akustycznie. Pomiar wykonany przy turbinie wiatrowej jest mało miarodajny, gdyż tonalność blisko źródła wcale nie oznacza pojawienia się hałasu tonalnego przy odbiorniku oddalonym na ogół o 500 i więcej metrów. Szczególnie, że poziom tła akustycznego na terenie chronionym może skutecznie maskować elementy tonalne. Oczywistym jest natomiast, że wykazanie braku tonalności źródła wykluczy powstanie składowych tonalnych na znacznie oddalonym terenie chronionym akustycznie od tego źródła. Wydaje się, że idealnym rozwiązaniem jest pomiar w pobliżu źródła oraz poszukiwanie składowych tonalnych przy odbiorniku w częstościach emisji źródła. Jednak do dziś metody wykonania i oceny takiego pomiaru nie zostały ustalone.

Modulacja amplitudowa hałasu turbin wiatrowych to okresowe zmiany poziomu emisji dźwięku przy prędkości przelotu łopat wirnika obok wieży nośnej turbiny z częstotliwością od 0,5 do 2,0 Hz. Oznacza to, że amplituda zmienia się od minimum do maksimum i ponownie do minimum w czasie gdy łopaty wirnika oddalają się, a następnie zbliżają do wieży nośnej. Zaobserwowano, że ze wzrostem odległości (powyżej 500 m) od turbin wiatrowych zjawisko to zamienia się w fluktuację poziomu dźwięku[52],[53]. W pewnych warunkach meteorologicznych oraz zmian konta natarcia łopat kilku badaczy zaobserwowało wzmocnioną modulację amplitudy. Część badaczy upatruje w zjawisku modulacji amplitudy przyczynę irytacji ludzi mieszkających w pobliżu turbin wiatrowych[54],[55]. Mimo iż wielu badaczy włożyło wiele wysiłku w wyjaśnienie powstawania i oddziaływania modulacji amplitud dźwięku nie ustalono konkretnie przyczyny zjawiska i sposobów ewentualnego minimalizowania jego powstawania[56],[57],[58]. Odkryto, że zmienność poziomu dźwięku jest mniejsza przy turbinach o kratowych wieżach wsporczych

[51] IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques,* International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
[52] Zagubień A., *Analysis of Acoustic Pressure Fluctuation around Wind Farms,* Polish Journal of Environmental Studies 27(6), 2843–2849, 2018.
[53] Bonsma I., Gara N., Howe B., McCabe N., *An investigation into short-term fluctuations in amplitude modulation of wind turbine noise: Preliminary results,* In Proceedings of the 7th International Conference on Wind Turbine Noise, Rotterdam, The Netherlands, 2017.
[54] *Ibidem.*
[55] Hansen K.L., Nguyen P., Zajamšek B., Catcheside P., Hansen C.H., *Prevalence of wind farm amplitude modulation at long-range residential locations*, Journal of Sound and Vibration 455, 136–149, 2019.
[56] Oerlemans S., *An Explanation for Enhanced Amplitude Modulation of Wind Turbine Noise*, Report to Renewable UK, Technical Report, National Aerospace Laboratory, Amsterdam, Netherlands, 2011.
[57] Sedaghatizadeh N., Arjomandi M., Cazzolato B., Kelso R., *Wind farm noises: Mechanisms and evidence for their dependency on wind direction*, Renew. Energy 109, 311–322, 2017.
[58] Ecotière D., Gauvreau B., Cotté B., Roger M., Schmich-Yamane I., Nessi M.C., *PIBE : A new French project for predicting the impact of wind turbine noise,* In Proceedings of the 8th International Conference on Wind Turbine Noise, Lisbon, Portugal, 2019.

w stosunku do wież rurowych[59] dla wirników pracujących pod wiatr. Można mieć nadzieję, że zrozumienie mechanizmu powstawania zmian amplitudy dźwięku zaowocuje powstaniem układów sterowanych czujników, odpowiednio zmieniających kont natarcia łopat w celu zminimalizowania efektów akustycznych.

1.1.8 Ocena i pomiary hałasu emitowanego przez turbiny wiatrowe

W Polsce podczas pomiarów hałasu, pochodzącego od farm wiatrowych, stosowane są metody referencyjne, obowiązujące w pomiarach hałasu przemysłowego[60]. Otrzymane wyniki pomiarów porównuje się z poziomami dopuszczalnymi hałasu, określonymi w Rozporządzeniu Ministra Środowiska[61]. Oba rozporządzenia (Dz.U.2021 poz. 1710 z późn. zm., Załącznik 7; Dz.U.2014 poz.112)[62],[63] stanowią podstawę prawną oceny oddziaływania hałasu wokół farm wiatrowych. Metodykę tą wykorzystano przy pomiarach oraz symulacjach, których wyniki prezentowane są w niniejszym opracowaniu.

Aby w sposób poprawny zaprojektować odległość zabudowy mieszkaniowej od planowanej turbiny wiatrowej należy przyjąć obiektywne kryteria, które umożliwią stwierdzenie, czy hałas od pracującego urządzenia jest za duży (przekroczenie limitów), czy mieści się w ustalonych normach i praca turbiny nie będzie uciążliwa. Do tego celu mają zastosowanie dopuszczalne poziomy dźwięku w środowisku zewnętrznym, które określa Rozporządzenie Ministra Środowiska[64]. Według tego rozporządzenia, dopuszczalne wartości równoważnego poziomu dźwięku *A*, L_{AeqT}, dla hałasu od obiektów i grup źródeł innych niż drogi i linie kolejowe, określa się w przedziałach czasu równych, odpowiednio, ośmiu, najmniej korzystnym, godzinom pory dziennej, która przypada pomiędzy 6^{00} – 22^{00} oraz 1-nej, najmniej korzystnej, godzinie w porze nocy, pomiędzy 22^{00} – 6^{00}.
Przytoczone wyżej rozporządzenie definiuje również kategorie terenów wymagających ochrony akustycznej.

[59] Zagubień A., Wolniewicz K., *The impact of supporting tower on wind turbine noise emission*, Applied Acoustics 155, 260–270, 2019.
[60] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).
[61] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).
[62] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).
[63] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).
[64] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

Tab. 1.7. Dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku[65]

Lp.	Rodzaj terenu	Pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu	
		L_{AeqD} [dB] przedział czasu odniesienia równy 8 najmniej korzystnym godzinom dnia kolejno po sobie następującym	L_{AeqN} [dB] przedział czasu odniesienia równy 1 najmniej korzystnej godzinie nocy
1	a) Strefa ochronna "A" uzdrowiska b) Tereny szpitali poza miastem	45	40
2	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej b) Tereny zabudowy związanej ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży[2)] c) Tereny domów opieki społecznej d) Tereny szpitali w miastach	50	40
3	a) Tereny zabudowy mieszkaniowej wielorodzinnej i zamieszkania zbiorowego b) Tereny zabudowy zagrodowej c) Tereny rekreacyjno-wypoczynkowe[2)] d) Tereny mieszkaniowo-usługowe	55	45
4	Tereny w strefie śródmiejskiej miast powyżej 100 tys. mieszkańców[3)]	55	45

Objaśnienia:

[2)] W przypadku niewykorzystywania tych terenów, zgodnie z ich funkcją, w porze nocy, nie obowiązuje na nich dopuszczalny poziom hałasu w porze nocy.

[3)] Strefa śródmiejska miast powyżej 100 tys. mieszkańców to teren zwartej zabudowy mieszkaniowej z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych. W przypadku miast, w których występują dzielnice o liczbie mieszkańców pow. 100 tys., można wyznaczyć w tych dzielnicach strefę śródmiejską, jeżeli charakteryzuje się ona zwartą zabudową mieszkaniową z koncentracją obiektów administracyjnych, handlowych i usługowych.

W praktyce oznacza to, że przekroczenia emisji hałasu, m.in., od turbin wiatrowych występują wtedy, gdy w porze dnia, przez kolejne 8 godzin pracy turbiny, poziomy dźwięku są wyższe niż 55 dB (dotyczy to zabudowy zagrodowej, wielorodzinnej lub usługowej) i 50 dB dla zabudowy jednorodzinnej. Te 8 godzin pory dnia muszą być po sobie następujące, czyli, może to być przedział czasu od $6^{00} – 14^{00}$ lub $7^{00} – 15^{00}$ i tak dalej. W praktyce oznacza to, że jeśli nawet w porze dnia wystąpi jedna głośniejsza godzina (np. z poziomem 58 dB), a kolejne 7 godzin poziom dźwięku będzie niższy (np. 54 dB), to średnia z tych 8 godzin (tzw. poziom równoważny) i tak będzie poniżej limitu dla zabudowy zagrodowej 55 dB. W porze nocy natomiast, rozporządzenie wskazuje, że czas odniesienia wynosi jedną, najmniej korzystaną godzinę pory nocy. Oznacza to, że z ośmiu godzin nocy ($22^{00} – 6^{00}$) przyjmujemy najwyższy poziom pracy turbin tylko z 1 godziny i tą wartość przyrównujemy

[65] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112)

do limitów 45 dB (dla zabudowy zagrodowej, wielorodzinnej lub usługowej) lub 40 dB dla zabudowy jednorodzinnej.

Zasadniczym problemem, podczas rejestracji hałasu farm wiatrowych, jest dobór optymalnych parametrów prędkości wiatru napędzającego turbiny, przy jednoczesnym zachowaniu warunków meteorologicznych określonych obowiązującą metodyką[66]. Należy spełnić warunek prowadzenia pomiarów przy średniej prędkości wiatru w punkcie kontrolnym (najczęściej 4 m nad poziomem terenu), nie przekraczającej wartości 5 m/s. Jednocześnie, prowadząc pomiary, należy dążyć by prędkość wiatru, na wysokości osi wirników turbin wiatrowych, osiągała wartości odpowiadające maksymalnej mocy akustycznej turbin lub bliskie tym wartościom. Zachowanie obu powyższych warunków łącznie, w praktyce jest trudne do osiągnięcia, a możliwości jego spełnienia zależą od zagospodarowania terenu, lokalizacji punktów pomiarowych oraz występujących w otoczeniu elementów ekranujących. Zdarza się jednak, że podczas pomiarów zostają spełnione oba warunki, czyli turbiny pracują z pełną mocą, a średnia prędkość wiatru nie przekracza 5 m/s na wysokości ok. 4 m w punkcie pomiarowym.

W 99 % przypadków pomiarowych jest tak, że większość turbin wiatrowych farmy pracuje z maksymalną mocą, ale nie wszystkie. Jest to zjawisko powszechne. Wynika ono przede wszystkim z nieprzewidywalnej zmienności pionowych profili prędkości wiatru w czasie oraz z ukształtowania i zagospodarowania terenów wokół farm wiatrowych. Znaczący wpływ ma również rozmieszczenie turbin na farmie.

Podczas prowadzonych symulacji (obliczeń) hałasu od źródeł przemysłowych (np. farm wiatrowych) na podstawie rozporządzenia (Dz.U.2021 poz. 1710, Załącznik 7)[67] stosowany jest algorytm zawarty w normie PN-ISO 9613-2:2002[68]. Algorytm symulacji propagacji dźwięku pozwala na obliczenia z dokładnością ±3 dB[69],[70],[71].

1.1.9 Wyniki pomiarów hałasu wokół farm wiatrowych

Wszystkie prezentowane poniżej wyniki poziomów równoważnych hałasu wykonane zostały podczas porealizacyjnego monitoringu środowiska w latach 2005 do 2022. Pomiary przeprowadziły akredytowane laboratoria badawcze przy współudziale autorów niniejszej monografii.

[66] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).
[67] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).
[68] PN-ISO 9613-2:2002, *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*, PKN Warszawa 2002.
[69] Evans T., Cooper J., *Comparison of predicted and measured wind farm noise levels and implications for assessments of new wind farms*, Acoustics Australia 40(1), 28–36, 2012.
[70] Probst F., Probst W., Huber B., *Large-Scale Calculation of Possible Locations for Specific Wind Turbines under Consideration of Noise Limits*, Proc. InterNoise, The 42nd International Congress and Exposition on Noise Control Engineering, 2013.
[71] Zagubień A., Ingielewicz R., *The Analysis of Similarity of Calculation Results and Local Measurements of Wind Farm Noise*, Measurement 106, 211–220, 2017.

Badaniom poddano turbiny wiatrowe o poziomej osi obrotu. Moc akustyczna badanych obiektów zawierała się w przedziale 101 do 107 dB i osiągana była w przedziale prędkości 10 do 13 m/s, na wysokości gondoli. Moc znamionowa turbin zawarła się w przedziale 1,5 do 3,0 MW, a długość łopat wirników wynosiła od 33 do 58 m. Wysokość wież wahała się w granicach od 78 do 160 m. Ze względu na brak przekroczeń poziomów dopuszczalnych hałasu w porze dziennej (nigdy nie stwierdzono przypadku takich przekroczeń), zestawiono wyniki dla pory nocnej. Zgodnie z rozporządzeniem o dopuszczalnych poziomach hałasu w środowisku[72], wyniki odnoszą się do jednej godziny pory nocnej. W zestawieniu uwzględniono wyłącznie punkty pomiarowe zlokalizowane przy zabudowie mieszkaniowej, w odległości do około 500 metrów od najbliższej turbiny wiatrowej. Były to punkty zlokalizowane najbliżej skrajnych turbin na analizowanych farmach wiatrowych. Wokół każdej z zestawionych poniżej farm znajdowało się od 1 do 11 takich punków. Wyników w punktach kontrolnych oddalonych o więcej niż 500 m nie uwzględniano w zestawieniu, gdyż rejestrowane tam poziomy hałasu (równoważnego poziomu dźwięku) są znacznie niższe od prezentowanych, podobną zależność widać w wynikach prezentowanych przez innych autorów[73].

Tab. 1.8. Wyniki pomiarów hałasu farm wiatrowych wraz z zarejestrowanymi prędkościami wiatru podczas badań – pora nocna

Numer Farmy	Liczba turbin	Moc jednej turbiny	Wysokość wieży	Równoważny poziom dźwięku w porze nocnej L_{AeqN}	Średnia prędkość wiatru na wysokości gondol turbin	Średnie prędkości wiatru w punktach pomiarowych na wysokości 3,5 m
	[szt.]	[MW]	[m]	[dB]	[m/s]	
WF1	1	2,0	78	37,9 ÷ 39,2	-	0,9÷1,2
WF2	3	2,0	79	42,1 ÷ 42,3	-	3,1÷3,2
WF3	1	1,6	80	37,2 ÷ 38,9	8,9	3,8÷5,0
WF4	8	1,5	80	36,9 ÷ 39,8	8,8	3,2÷4,6
WF5	14	2,0	80	40,6 ÷ 42,2	8,1	3,0÷4,5
WF6	10	2,0	80	36,4 ÷ 41,0	-	3,0÷4,1
WF7	30	3,0	90	41,6 ÷ 43,2	8,5	3,1÷4,7
WF8	22	2,0	95	41,3 ÷ 43,8	7,9	3,0÷4,5
WF9	16	2,0	95	39,7 ÷ 42,4	8,0	3,1÷4,6
WF10	23	2,3	98	35,5 ÷ 44,3	6,7	1,8÷2,3
WF11	1	2,0	100	37,2 ÷ 40,9	8,4	3,2÷4,5
WF12	35	2,0	100	38,0 ÷ 41,7	8,9	1,8÷3,6
WF13	12	2,0	100	45,1 ÷ 46,3	8,9	3,0÷3,2
WF14	15	2,5	100	39,5 ÷ 42,8	7,9	3,0÷4,5
WF15	16	2,5	100	39,2 ÷ 41,8	8,8	3,1÷4,7
WF16	6	2,5	100	37,5 ÷ 40,6	7,6	3,0÷4,3
WF17	11	2,0	105	36,1 ÷ 44,7	7,2	1,8÷4,5
WF18	24	2,0	105	41,7 ÷ 44,3	10,5	0,4÷2,6
WF19	27	2,0	105	36,7 ÷ 39,4	10,6	2,2÷3,6
WF20	18	2,0	105	36,6 ÷ 44,1	11,3	2,7÷4,5
WF21	1	3,0	105	39,3	8,5	2,7
WF22	3	2,0	105	34,7 ÷ 37,3	7,4	1,5÷4,2
WF23	11	2,3	115	37,3 ÷ 40,4	7,5	2,7÷3,6

[72] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

[73] Pawlaczyk-Łuszczyńska M., Zaborowski K., Dudarewicz A., Zamojska-Daniszewska M., Waszkowska M., *Response to Noise Emitted by Wind Farms in People Living in Nearby Areas*, Int J Environ Res Public Health 15(8), 1575, 2018.

WF24	18	2,3	115	41,5 ÷ 44,9	9,9	1,3÷4,5
WF25	5	2,5	120	41,9 ÷ 42,5	8,2	3,3÷4,7
WF26	11	3,0	120	41,8 ÷ 42,5	9,3	3,9÷4,8
WF27	10	3,0	120	43,6 ÷ 44,8	10,2	3,7÷5,0
WF28	2	2,5	160	41,3 ÷ 44,2	-	3,5÷5,0

W odległości 500 m tylko 1 raz na 28 przebadanych farm (około 100 sesji pomiarowych) wystąpiło przekroczenie poziomu dopuszczalnego hałasu. Dzięki możliwości przeprowadzenia operacji wyciszenia (zmian oprogramowania „modów") elektrownia ta obecnie nie powoduje przekroczeń limitów hałasu w środowisku. Na większości instalacji pomiary wykonywane były kilkukrotnie, w różnych porach roku (wiosna, lato, jesień, zima). Na terenach wokół farm wiatrowych dominuje zabudowa zagrodowa, dla której poziom dopuszczalny w porze nocnej wynosi 45 dB. W analizowanych punktach pomiarowych tylko cztery punkty, na 27 farm wiatrowych, były reprezentatywne dla zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej. Zabudowie jednorodzinnej rozporządzenie[74] „w porze nocnej przypisuje poziom dopuszczalny 40 dB. Występowanie domów jednorodzinnych w najbliższej linii zabudowy, w stosunku do farmy wiatrowej, jest niezmiernie rzadkie i nie przekracza 1 % innych rodzajów zabudowy, dla których obowiązuje poziom dopuszczalny hałasu o wartości 45 dB, w porze nocnej. Ze względu na zachowanie poufności nie podano informacji szczegółowych lokalizacji farm. Przedstawiono jedynie wyniki pomiarów i ogólne dane, istotne dla ocen akustycznych, umożliwiające sformułowanie wniosków.

Wyniki kontrolnych pomiarów hałasu infradźwiękowego wokół farm wiatrowych – podczas pomiarów starano się zachować wytyczne metod referencyjnych pomiarów hałasu środowiskowego w zakresie słyszalnym (Dz.U.2021 poz. 1710 z późn. zm., Załącznik 7)[75].

W Polsce nie ma ustalonych poziomów dopuszczalnych hałasu infradźwiękowego oraz metod referencyjnych, opisujących sposób prowadzenia pomiarów hałasu infradźwiękowego w środowisku. Nie ma również poziomów dopuszczalnych hałasu infradźwiękowego w środowisku pracy, które zostały wycofane w 2009 roku. Wycofanie to związane było ze znacznymi poziomami hałasu infradźwiękowego rejestrowanymi w środkach drogowego transportu dalekobieżnego, przekraczającymi poziom 102 dB, obowiązujący do 2009 jako poziom dopuszczalny. Ze względu na brak objawów chorobowych u kierowców uznano, że 102 dB to poziom zbyt niski, aby obowiązywał jako dopuszczalny. Do dziś nie ustalono nowej wartości dopuszczalnej, co wydaje się być konieczne ze względu na kontynuowanie kontroli stanowisk pracy pod kątem hałasu infradźwiękowego.

Duńska Agencja Ochrony Środowiska (Danish Environmental Protection Agency, DEPA), zaleca, aby poziomy ekspozycji na infradźwięki środowiskowe były niższe o 10 dB od

[74] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).
[75] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

progów słyszenia infradźwięków. Według publikacji[76], skorygowany charakterystyką G próg słyszenia dla osób o szczególnej wrażliwości wynosi 95 dB. DEPA zaleca, aby średni całkowity poziom skorygowany charakterystyką częstotliwościową G w zakresie częstotliwości do 20 Hz nie przekraczał 95 dB. W przypadku, gdy rozpatrywane są poziomy ciśnienia akustycznego skorygowane charakterystyką częstotliwościową G, wówczas norma ISO 7196[77] lub DEPA wskazują, że wartości niższe od 85 dB lub 90 dB będą zawsze poniżej progów percepcji lub uciążliwości. Zgodnie ze standardami duńskimi, poziom dopuszczalny infradźwięków (w tym od turbin wiatrowych), w miejscach zamieszkania, wewnątrz pokoi mieszkalnych, klasowych i biurowych, określony został na 85 dB (G), zarówno w porze dziennej, jak i nocnej.

Jedynym aktem prawnym obowiązującym obecnie w Polsce, w zakresie infradźwięków, jest norma PN-Z 01338:2010[78], określająca zasady pomiaru i tzw. kryterium uciążliwości hałasu infradźwiękowego na stanowiskach pracy. Poziomy równoważne, stanowiące kryterium uciążliwości, wynoszą 102 dB (86 dB dla stanowisk wymagających szczególnej koncentracji uwagi), w odniesieniu do 8 godzin pracy lub tygodnia pracy, przy pomiarach korygowanych krzywą G (PN-ISO 7196:2002)[79]. Mimo, iż wartości te nie stanowią podstawy do oceny zagrożenia hałasem infradźwiękowym w środowisku naturalnym, odniesiono się do nich, dokonując podsumowania. Dzięki temu wykazano, że poziomy hałasu infradźwiękowego w otoczeniu farm wiatrowych są stosunkowo niskie. Uzyskane wyniki pomiarów wokół farm wiatrowych porównano również z poziomami infradźwięków powszechnie występujących w środowisku naturalnym

Tab. 1.9. Wyniki pomiarów hałasu infradźwiękowego farm wiatrowych wraz z zarejestrowanymi prędkościami wiatru podczas badań

WF	Liczba turbin	Moc jednej turbiny	Wysokość wieży	Równoważny poziom dźwięku L_{Geq}	Średnia prędkość wiatru na wysokości gondol turbin	Średnie prędkości wiatru w punktach pomiarowych na wysokości 3,5 m	Miejsce pomiaru
	[szt.]	[MW]	[m]	[dB]	[m/s]		
1	2	3	4	5	6	7	8
WF1	3	2,0	80	77,9 ÷ 80,2	8,0÷9,7	2,9÷4,3	500 m od farmy
WF2	3	2,5	100	77,7 ÷ 79,7	6,8÷8,8	2,1÷4,1	700 m od farmy
WF3	25	2,0	100	87,0 ÷ 88,9	9,0÷11,0	2,8÷4,5	przy wieży turbiny
WF3	25	2,0	100	66,2 ÷ 67,6	8,9÷11,0	2,8÷4,5	500 m od farmy

[76] Jacobsen J., *Danish guidelines on environmental low frequency noise, infrasound and vibration*, Journal of Low Freq. Noise. Vibration and Active Control, 20(3), 141–148, 2001.
[77] PN-ISO 7196:2002., Akustyka – Charakterystyka częstotliwościowa filtru do pomiarów infradźwięków, PKN, Warszawa 2002.
[78] PN-Z 01338:2010. Akustyka – Pomiar i ocena hałasu infradźwiękowego na stanowiskach pracy, PKN, Warszawa 2010.
[79] PN-ISO 7196:2002., Akustyka – Charakterystyka częstotliwościowa filtru do pomiarów infradźwięków, PKN, Warszawa 2002.

Zmierzone poziomy równoważne infradźwięków (L_{Geq}), wokół farm wiatrowych, nie przekraczają 102 dB[80],[81],[82],[83],[84], określonych jako poziom odniesienia w normie PN-Z 01338:2010[85]. W punktach oddalonych o 500 metrów od farmy wiatrowej poziom nie przekracza 86 dB (poziom odniesienia dla stanowisk pracy, wymagających szczególnej uwagi). Przykładowe wartości infradźwięków pochodzących od źródeł naturalnych zestawiono w tabeli (Tab. 1.10).

Tab. 1.10. Wyniki pomiarów hałasu infradźwiękowego od źródeł naturalnych

Rodzaj źródła	Równoważny poziom dźwięku L_{Geq}	Średnia prędkość wiatru na wysokości 10 m	Średnie prędkości wiatru w punktach pomiarowych na wysokości 3,5 m	Miejsce pomiaru
	[dB]	[m/s]		
1	2	3	4	5
Hałas powodowany szumem lasu	72,2 do 87,8	9,5÷10,5	2,8÷4,6	10÷20 m od skraju lasu
	59,1			w budynku 25 m od skraju lasu
Hałas powodowany falowaniem morza	76,1 do 89,1	9,5÷11,0	2,9÷4,8	10÷20 m od brzegu morza
	64,3			w budynku 25 m od brzegu morza

Uzyskane wyniki pomiarów pozwalają wnioskować, że hałas infradźwiękowy, pochodzący od turbin wiatrowych, jest porównywalny z poziomami hałasu zmierzonego dla typowych naturalnych źródeł hałasu. Te ostatnie, w mniejszym lub większym stopniu, zawsze towarzyszą pracy turbin wiatrowych i w takich przypadkach stanowią one tło akustyczne, niemożliwe do wyeliminowania podczas pomiarów hałasu turbin.

Ciekawą analizę hałasu infradźwiękowego emitowanego podczas codziennych czynności domowych i bytowych przedstawiono w artykułach[86],[87]. Obiekt badań oddalony był o kilkadziesiąt kilometrów od farmy wiatrowej. Wykazano, że codzienna ekspozycja dobowa na hałas infradźwiękowy kształtuje się na poziomach pomiędzy 77,3 dB a 94,5 dB.

[80] Pawlaczyk-Łuszczyńska M., Zaborowski K., Dudarewicz A., Zamojska-Daniszewska, M., Waszkowska M. *Response to Noise Emitted by Wind Farms in People Living in Nearby Areas*, Int J Environ Res Public Health 15(8), 1575, 2018.

[81] Bilski B., *Factors Influencing Social Perception of Investments in the Wind Power Industry with an Analysis of Influence of the Most Significant Environmental Factor – Exposure to Noise*, Pol. J. Environ. Stud. 21(2), 289–295, 2012.

[82] Ingielewicz R., Zagubień A., Infrasound noise of natural sources in environment and infrasound noise of wind turbines, Pol. J. Environ. Stud. 23, 1323–1327, 2014.

[83] Ingielewicz R., Zagubień A., *Pomiar hałasu infradźwiękowego wokół farmy wiatrowej*, Wydawnictwo PAK 59(7), 725–727, 2013.

[84] Maijala P., Turunen A., Kurki I., Vainio L., Pakarinen S., Kaukinen C., Lukander K., Tiittanen P., Yli-Tuomi, T., *Infrasound Does Not Explain Symptoms Related to Wind Turbines*, Finland Prime Minister's Office, Helsinki, 2020.

[85] PN-Z 01338:2010, *Akustyka – Pomiar i ocena hałasu infradźwiękowego na stanowiskach pracy*, PKN, Warszawa 2010.

[86] Zagubień A., Wolniewicz K., *Everyday Exposure to Occupational/Non-Occupational Infrasound Noise in Our Life*, Archives of Acoustics 41, 659–668, 2016.

[87] Zagubień A., Wolniewicz K., *Home Sources of Low Frequency Noise. Domowe źródła hałasu niskoczęstotliwościowego*, Rocznik Ochrona Środowiska 19, 682–693, 2017.

Są to poziomy porównywalne z rejestrowanymi na zewnątrz budynku w odległości 500 i więcej metrów od turbin wiatrowych.

Ostatecznie, mając na uwadze przeprowadzone pomiary i analizę ich wyników, można stwierdzić, że w zakresie hałasu infradźwiękowego, większą rolę odgrywa hałas od szumiących drzew, występujących w otoczeniu budynków, niż hałas wytwarzany przez elektrownie wiatrowe. Zaobserwowane poziomy hałasu infradźwiękowego od turbin wiatrowych są niższe lub porównywalne z hałasem towarzyszącym typowym naturalnym źródłom infradźwięków, występujących powszechnie w przyrodzie oraz hałasem infradźwiękowym towarzyszącym człowiekowi w codziennych czynnościach bytowych. Zmierzone poziomy hałasu infradźwiękowego od turbin wiatrowych nie przekraczają poziomów określonych w kryteriach duńskich.

W kwestii dźwięków emitowanych przez turbiny wiatrowe, zdecydowana większość naukowców jest zgodnych co do tego, że nie ma dowodów na to, by hałas, w tym infradźwięki, których źródłem są elektrownie wiatrowe, wywierał negatywny wpływ na zdrowie lub samopoczucie człowieka. Problem infradźwiękowego oddziaływania turbin wiatrowych omówiono szeroko w pracy zbiorowej[88], gdzie wykazano, że brak jest podstaw do stwierdzenia negatywnego oddziaływania hałasu infradźwiękowego turbin wiatrowych na ludzi.

1.1.10 Mapy hałasu i analiza symulacyjna wyznaczania zasięgów hałasu pracy turbin wiatrowych

Prognozy hałasu wykonywane dla farm wiatrowych mają na celu określenie poziomu hałasu w warunkach najgorszego przypadku, które są zwykle określane jako warunki, w których odbiornik znajduje się bezpośrednio pod wiatr od turbiny wiatrowej. W praktyce rzadko zdarza się, aby odbiorca znajdował się bezpośrednio "pod wiatr" w stosunku do wszystkich turbin tworzących farmę wiatrową[89]. Turbina wiatrowa podczas swojej normalnej pracy nie generuje stałego poziomu hałasu – jest on zależny głównie od siły wiatru na wysokości gondoli. Aby w sposób wiarygodny odwzorować klimat akustyczny panujący na farmie wiatrowej i odzwierciedlić poziomy hałasu przy zabudowie mieszkaniowej, przy pomocy symulacji hałasu, należy przyjąć szereg założeń. Aby w sposób wiarygodny pokazać zasady modelowania do wyznaczania zasięgów hałasu od pracy turbin, przyjęto najmniej korzystny wariant, który oznacza:

a) pracę wszystkich turbin z pełną mocą akustyczną: w praktyce nigdy nie występuje taka sytuacja ze względu na lokalne straty siły wiatru między sąsiednimi turbinami, co dalej przekłada się na niższą prędkość obrotową części turbin i niższy poziom hałasu, który generują,

[88] Massachusetts Department of Environmental Protection, *Wind Turbine Health Impact Study: Report of Independent Expert Panel*, Massachusetts, 2012.
[89] Evans T., Cooper J., *Influence of wind direction on noise emission and propagation from wind turbines*, Proceedings of Acoustics, 2012.

b) brak wpływu tła akustycznego: w przypadku turbin wiatrowych są to dźwięki bytowe, obejmujące głównie pracę innych urządzeń w obszarze badanego budynku mieszkalnego, np., praca maszyn rolniczych lub hałas komunikacyjny z pobliskich dróg lokalnych lub dźwięki przyrody ożywionej, mającej istotny wpływ na zmierzone poziomy hałasu, szczególnie w okresie miesięcy letnich. Doświadczenia pomiarowe zespołu, opracowującego niniejsze opracowanie, pokazują, że poziomy dźwięku przyrody ożywionej np. świerszczy i ptaków lub szumu drzew mogą generować poziomy hałasu powyżej 40 dB w nocy – czyli poziomy zbliżone do obowiązujących wartości dopuszczalnych. Naturalnie w miesiącach zimowych problem ten występuje rzadziej i ocena pomiarowa pracy turbin wiatrowych jest znacznie łatwiejsza,

c) brak uwzględniania kierunkowości turbin wiatrowych: turbina wiatrowa podczas pracy nie generuje hałasu w każdym kierunku równomiernie. Oznacza to, że po bokach wirnika poziomy dźwięku mogą być niższe nawet o 3÷4 dB od tych w kierunku prostopadłym do płaszczyzny wirnika (przód i tył). Dla przypadku, gdy wokół jednej zabudowy mieszkaniowej będą znajdować się 4 turbiny w podobnych odległościach i w czterech różnych kierunkach geograficznych, to z dwóch bocznych turbin emisja hałasu będzie mniejsza niż z pozostałych dwóch – tej przed budynkiem i tej za budynkiem (patrząc wzdłuż kierunku wiatru). Na etapie modelowania akustycznego każdą turbinę wiatrową przyjmuje się jako wszechkierunkowe źródło hałasu, które generuje falę dźwiękową równomiernie w każdym kierunku geograficznym. Przyjęcie każdej turbiny w jej modelowaniu akustycznym, jako źródło wszechkierunkowe, generuje więc pewien „bezpiecznik oddziaływania hałasu" w porównaniu do warunków terenowych, dla których wykonuje się badania akustyczne. Poza tym, w czasie eksploatacji farmy wiatrowej wystąpi wiatr z każdego kierunku geograficznego.

Prognozowanie emisji hałasu wykonane zostało w oparciu o algorytmy normy PN-ISO 9613-2:200290. Jest ono zgodne z zaleceniami obowiązującego Rozporządzenia91, które wskazuje powyższą normę, jako metodę do obliczenia zasięgów hałasu w środowisku. Narzędziem wykorzystanym do analiz symulacyjnych był program CadnaA niemieckiej firmy DataKustik GmbH.

Podstawą analiz był model obliczeniowy obejmujący przygotowany cyfrowy model terenu, na którym posadowiono pojedynczą turbinę wiatrową. Wokół turbiny wyznaczono punkty kontrolne (referencyjne) oznaczające tereny objęte ochroną akustyczną. Model ten uwzględnia pochłaniające właściwości akustyczne terenu, oraz jego geometrię, a propagacja dźwięku odbywa się korzystnie z wiatrem.

[90] PN-ISO 9613-2:2002, Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania, PKN Warszawa 2002.

[91] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

Pracująca turbina wiatrowa została przyjęta w modelu symulacyjnym jako źródło punktowe wraz z parametrami akustycznymi obejmującymi jej poziom mocy akustycznej, określony na podstawie rzeczywistych badań terenowych. Parametry akustyczne pracującej turbiny wyznaczone zostały zgodnie z metodyką zawartą w międzynarodowej normie IEC 61400-1192, która określa sposoby wyznaczania parametrów akustycznych pracujących turbin wiatrowych – m.in. ich poziom mocy akustycznej. Prędkości wiatru i odpowiadające im poziomy mocy akustycznej podawane są przez producentów turbin w zróżnicowany sposób. Najczęściej w dokumentacji technicznej zależność ta przedstawiana jest w postaci zależności miedzy siłą wiatru na wysokości gondoli, a wyliczonym poziomem akustycznym pracy turbin dla tej klasy wiatru. Wielu producentów podaje również dane o poziomie mocy akustycznej
w rozbiciu na wartości w pasmach oktawowych i tercjowych, co umożliwia prowadzenie obliczeń zasięgu hałasu z uwzględnieniem wpływu gruntu metodą ogólną, zgodnie z obowiązującą normą PN-ISO 9613-2:200293. Zdarza się, że w dokumentacjach technicznych turbin, podawany jest maksymalny poziom mocy akustycznej dla dwóch prędkości wiatru, tj. na poziomie 10 m i odpowiadającej jej prędkości wiatru na poziomie wirnika turbiny wiatrowej

Założenia analizy symulacyjnej

Specyfika pracy turbin wiatrowych wiąże się ze zmienną emisją hałasu, ściśle powiązaną z warunkami meteorologicznymi, a w szczególności z prędkością wiatru. Turbiny wiatrowe rozpoczynają pracę powyżej progowej wartości prędkości wiatru, która wynosi zwykle 2÷3 m/s (na wysokości gondoli), powyżej której wraz ze wzrostem prędkości wiatru wzrasta prędkość obrotowa wirnika i układu generatora turbiny, a wraz z nimi emisja hałasu. Wzrost ten nie jest liniowy i występuje wyłącznie do pewnej prędkości wiatru. Prędkość ta wynosi zwykle 7÷10 m/s (na wysokości gondoli), a jej dokładna wartość uzależniona jest od typu i modelu turbiny. Powyżej tej prędkości nie wzrasta już prędkość obrotowa wirnika turbiny, a także stabilizuje się moc akustyczna urządzenia.

Z uwagi na trudną do prognozowania dużą zmienność pracy turbiny wiatrowej, a wraz z nią zmienną emisję hałasu dla celów niniejszej monografii przyjęto najmniej korzystny wariant oceny, w którym założono jednostajną pracę i stałą emisję hałasu pochodzącą od badanej turbiny wiatrowej. Innymi słowy, założono, że praca turbiny charakteryzuje się stałą i jednocześnie maksymalną emisją hałasu do środowiska. Taka sytuacja w rzeczywistości występuje niezwykle rzadko, jednak stanowi wypełnienie tzw. zasady przezorności, czyli przyjęcia najmniej korzystnej sytuacji akustycznej w odniesieniu do wpływu hałasu na środowisko. Jest to również zgodne z obowiązującymi zapisami Rozporządzenia Ministra

[92] IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
[93] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

Środowiska w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz.U. 2014 poz. 112)[94].

Głównym celem analiz było pokazanie zasięgów hałasu dla turbin o różnych poziomach mocy akustycznej, dla różnych wysokości wież wiatraków oraz z uwzględnieniem typowych warunków propagacji dźwięku.

Symulacje hałasu wykonano tylko dla pojedynczej turbiny wiatrowej, aby wyraźnie zauważyć różnice w odległości dla zadanych parametrów pracy turbiny wiatrowej. Każde inne podejście prowadzenia symulacji hałasu, np. obliczenia dla większej ilości turbin lub uwzględnienie dodatkowych lokalizacji budynków mieszkalnych, generowały by potrzebę analizy kolejnych wariantów symulacji hałasu, a to zaciemniłoby przekaz wykonanych obliczeń hałasu. Model akustyczny dla jednej turbiny umożliwia zrozumiałe wnioskowanie, które obejmuje zmiany w zadanych parametrach jej pracy.

Symulacje hałasu wykonano dla następujących kryteriów:

1. Parametry turbiny wiatrowej

    a) Wysokość gondoli: obecnie zainstalowane – 130 metrów (co wraz z długością łopat może dawać całkowitą wysokość turbiny 190 metrów) i 180 metrów (wraz z łopatą całkowita wysokość nawet 250 metrów) – instalowane w niedługiej przyszłości,

    b) Poziom mocy akustycznej: 104 dB, 105 dB, 106 dB i 107,7 dB.

2. Współczynnik pochłaniania przez grunt:

    a) G=0 (100% gruntu twardego – np. zamarznięte jezioro w porze zimy, drogi asfaltowe, czy utwardzone place – np. parkingi),

    b) G=1 (100% gruntu pochłaniającego – np. łąki i pola uprawne w okresie poza zimą, gdy teren jest zmarznięty i oblodzony; grunt pochłaniający to wszelkiego rodzaju tereny uprawne występujące na obszarach rolniczych i wiejskich),

    c) G=0,5 (50% gruntu twardego i 50% gruntu pochłaniającego – umowny podział na zamarzniętą taflę zbiornika wodnego i „miękkie" pola uprawne) – w rzeczywistości znaczna większość terenów obecnie funkcjonujących farm wiatrowych składa się z obszarów o współczynniku pochłaniania przez grunt bliski wartości 1, ponieważ ilość powierzchni twardych – takich jak drogi, czy utwardzone place – stanowi setne części procenta powierzchni wokół turbin,

    d) Bez uwzględnienia współczynnika gruntu A_{gr} – tzw. metoda alternatywna.

[94] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

3. Wartości dopuszczalne hałasu wynoszące 40 dB i 45 dB, dla których wyznaczono zasięgi hałasu.

Przyjęte do analiz turbiny wiatrowe

Przeprowadzone obliczenia hałasu, których celem było określenie odległości między turbiną wiatrową, a budynkiem mieszkalnym (punktem referencyjnym), wykonano dla 4 przykładowych turbin o rzeczywistych poziomach mocy akustycznej.

Turbina 1 L_{WA}=107,7 dB o mocy elektrycznej 2,2 MW

Turbina 2 L_{WA}=106,0 dB o mocy elektrycznej 3,2 MW

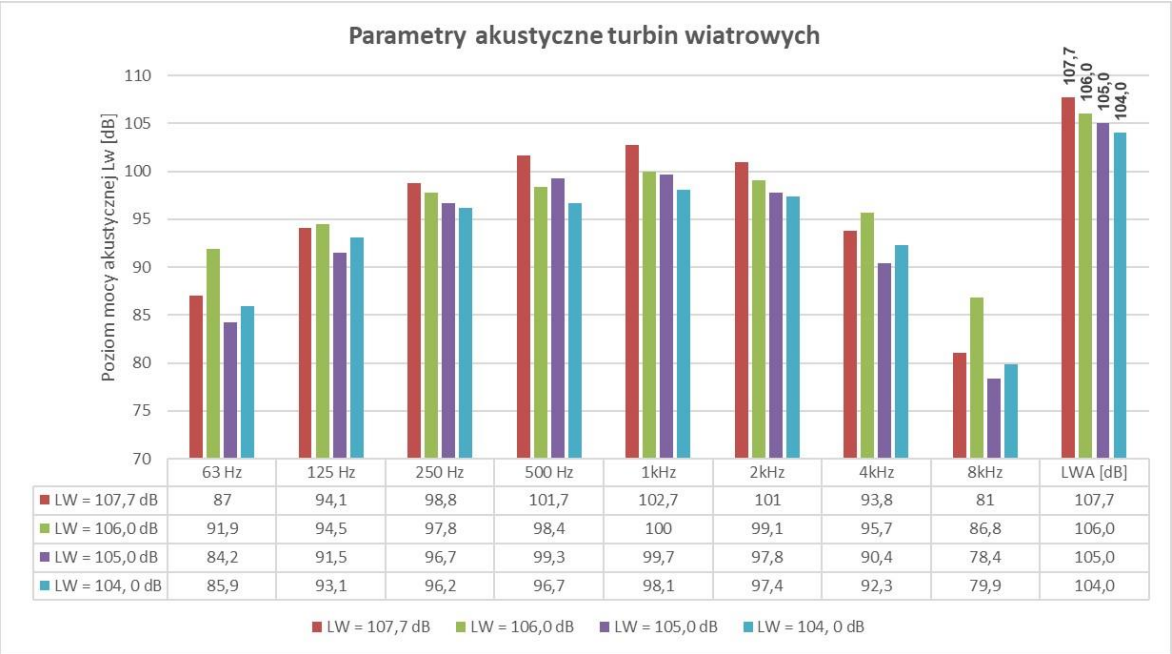
Turbina 3 L_{WA}=105,0 dB o mocy elektrycznej 2,0 MW

Turbina 4 L_{WA}=104,0 dB o mocy elektrycznej 3,4 MW

W tym miejscu należy wskazać, że widma poziomów mocy akustycznej turbin ważone krzywą A, odzwierciedlają rzeczywiste parametry akustyczne danej turbiny, które zostały wyznaczone na podstawie rzeczywistych pomiarów hałasu w terenie przez producenta turbiny wiatrowej. Widmo poziomu mocy akustycznej to wartości akustyczne wyznaczone dla częstości środkowych pasm oktawy lub tercji (poziomy w dB dla różnych częstotliwości Hz). Suma logarytmiczna wartości pasm oktaw lub tercji prezentuje sumaryczny poziom mocy akustycznej widma, a poziomy pojedynczych pasm oktawy lub tercji są zawsze niższe niż wartość zsumowana. Zazwyczaj poziomy w poszczególnych pasmach w widmie są różne i charakterystyczne dla danej turbiny wiatrowej.

Nie będzie zatem regułą, że jeśli sumaryczny poziom mocy akustycznej wzrasta np. o 1 dB, to poziom mocy akustycznej wybranego pasma oktawy w widmie też zawsze będzie wyższy. Kształt widma jest indywidualną cechą danego urządzenia i wpływa nań szereg zmiennych. Na przykład: dla turbiny o mocy akustycznej L_{WA}=104 dB, poziom w pasmach oktaw 125Hz, 4kHz i 8kHz jest wyższy niż dla turbiny o sumarycznej mocy akustycznej L_{WA}=105 dB, jednak w pozostałych pasmach oktawy turbina L_{WA}=105 dB jest głośniejsza niż turbina L_{WA}=104 dB.

Widma poziomów mocy akustycznej turbin wiatrowych, które są korygowane charakterystyką częstotliwością *A* i które zostały przyjęte do analiz symulacyjnych pokazano poniżej (Rys. 1.9).



	63 Hz	125 Hz	250 Hz	500 Hz	1kHz	2kHz	4kHz	8kHz	LWA [dB]
LW = 107,7 dB	87	94,1	98,8	101,7	102,7	101	93,8	81	107,7
LW = 106,0 dB	91,9	94,5	97,8	98,4	100	99,1	95,7	86,8	106,0
LW = 105,0 dB	84,2	91,5	96,7	99,3	99,7	97,8	90,4	78,4	105,0
LW = 104, 0 dB	85,9	93,1	96,2	96,7	98,1	97,4	92,3	79,9	104,0

Rys. 1.9. Parametry akustyczne analizowanych turbin wiatrowych

Przytoczone dane akustyczne turbin wiatrowych stanowią rzeczywiste poziomy mocy akustycznych urządzeń, które obecnie są produkowane i montowane na farmach wiatrowych. Szacuje się, że turbiny wiatrowe, które będą produkowane w przyszłości, charakteryzować się będą podobnymi wartościami poziomów mocy akustycznej co obecnie montowane na farmach. Wynika to z dwóch faktów. Po pierwsze, turbiny będą coraz wyższe, co oznacza, że źródła hałasu, czyli obracające się łopaty będą w coraz dalszej odległości od powierzchni gruntu i tym samym dalej od punktu odbioru hałasu. W praktyce oznacza to zasadę, że im wyższa turbina tym fala dźwiękowa ma dłuższą drogę do pokonania i tym samym bardziej się wytłumia (fala akustyczna osłabia się) w ośrodku sprężystym jakim jest powietrze. Nie będą to zasadnicze różnice w poziomach dźwięku, ale nie będzie sytuacji, że wraz ze wzrostem wysokości turbin hałas powodowany ich pracą będzie wyższy niż dla mniejszej wysokości turbiny. Po drugie, długość łopat będzie coraz większa, co przełoży się zapewne na mniejszą ich prędkość obrotową, chociażby ze względu na parametry wytrzymałości i nośności łopat. A właśnie prędkość obrotowa w głównej mierze decyduje o ogólnym hałasie powodowanym pracą turbiny wiatrowej. Po trzecie, stosowanie ząbkowanych nakładek wyciszających na krawędziach łopat (używanych już obecnie) w znaczący sposób zniweluje hałas aerodynamiczny dłuższych łopat, co również wpłynie na mniejszych hałas od turbin wiatrowych kolejnych generacji.

Wyniki analiz hałasu

Celem przeprowadzonych symulacji hałasu było określenie zasięgów hałasu o poziomie 45 i 40 dB przy zastosowaniu różnych typów i wysokości turbin wiatrowych. Wyniki symulacji hałasu przedstawiono w postaci tabel i wykresów zawierających odległości między turbiną wiatrową, a budynkiem mieszkalnym dla:

- różnych warunków propagacji dźwięku nad gruntem (G=0, G=0,5 i G=1),

- różnych limitów dopuszczalnych (40 dB i 45dB),

turbin wiatrowych o różnych poziomach mocy akustycznej.

Wykonano dwie zasadnicze serie obliczeń. Dla obecnie stosowanych wysokości turbin wiatrowych – przyjęto posadowienie gondoli na wysokości HH = 130 metrów ponad gruntem (oznaczenie HH, z ang. Hub Height) oraz wysokość turbiny, która potencjalnie będzie stosowana za kilka lat, HH=180 metrów ponad gruntem.

Tab. 1.11. Zasięgi izofon dla wysokości gondoli HH=130 metrów

Poziom mocy akustycznej [dB]	Zasięgi izofon [m]							
	G=0		G=0,5		G=1		Metoda alternatywa	
	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB
107,7	425	705	350	590	290	500	425	630
106,0	340	580	275	485	230	410	340	550
105,0	315	545	255	455	200	375	310	520
104,0	270	480	215	395	170	325	270	480

Wnioski dla turbiny o wysokości gondoli 130 metrów:

1. Praca najgłośniejszej turbiny przyjętej do symulacji hałasu (poziom mocy akustycznej równy 107,7 dB), dla wszystkich trzech rozważanych współczynników gruntu oraz dla metody alternatywnej, będzie powodować zasięgi hałasu o poziomie 45 dB poniżej 500 metrów.

2. Największym zasięgiem 45 dB dla turbiny L_{WA}=107,7 dB, jest odległość 425 m, dla najmniej korzystnych warunków pochłaniania przez grunt (G=0) oraz dla metody alternatywnej.

3. Zachowanie odległości 500 metrów dla zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej (40 dB w nocy) jest możliwe dla:
   a) pracy turbiny o poziomie mocy akustycznej do 104 dB, dla współczynnika gruntu *G*=0,
   b) pracy turbiny L_{WA}=104 do 106 dB, dla współczynnika gruntu *G*=0,5 i *G*=1.

4. Powyższe wyniki oznaczają, że praca najgłośniejszych turbin wiatrowych, które przyjęto do analiz symulacyjnych, wokół których znajduje się zabudowa zagrodowa, mieści się w zakresie odległości 500 metrów, bez przekroczeń hałasu o wartości 45 dB.

5. Praca pojedynczej turbiny o poziomie mocy akustycznej L_{WA}=104 dB nie będzie głośniejsza niż 40 dB w buforze odległości 500 metrów, niezależnie od warunków rozchodzenia się hałasu w różnych porach roku.

Tab. 1.12. Zasięgi izofon dla wysokości gondoli HH=180 metrów

Poziom mocy akustycznej [dB]	Zasięgi izofon [m]							
	G=0		G=0,5		G=1		Metoda alternatywa	
	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB
107,7	400	690	325	580	260	485	405	680
106,0	315	570	250	470	190	390	315	570
105,0	290	530	225	435	160	355	290	535
104,0	240	465	175	375	115	300	240	465

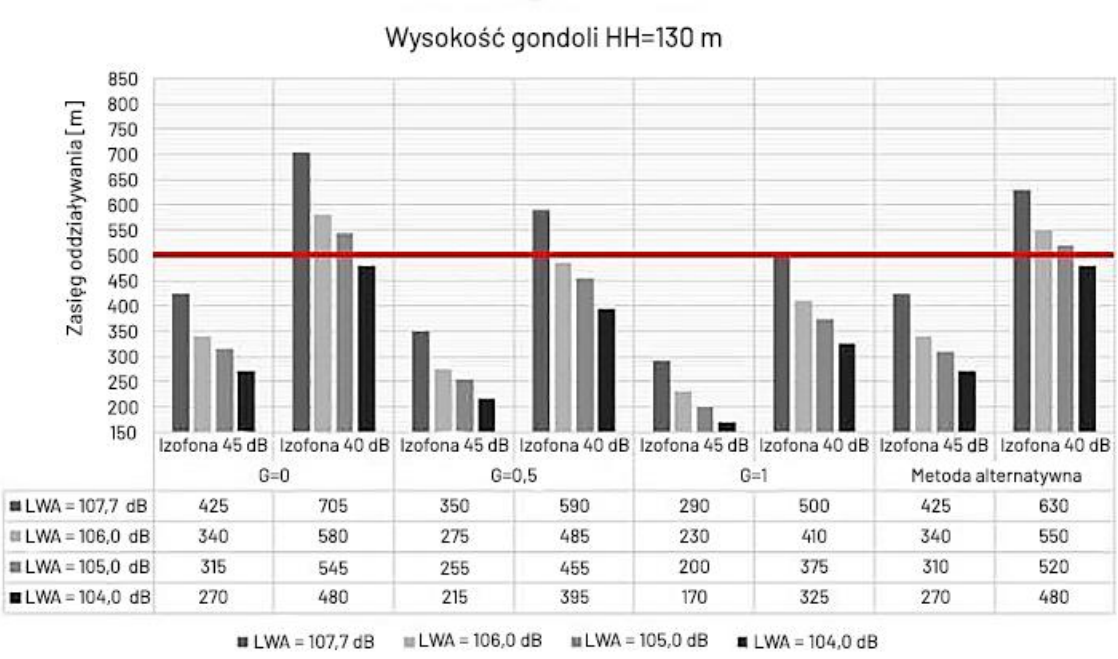
Wnioski dla turbiny o wysokości gondoli 180 metrów:

1. Praca pojedynczej turbiny o poziomie mocy akustycznej wynoszącym 107,7 dB, dla wszystkich rozważanych warunków rozchodzenia się dźwięku będzie mniejsza niż 45 dB w buforze odległości do 500 metrów. Dodatkowo, zastosowanie turbiny o wysokości gondoli 180 metrów, dla maksymalnego pochłaniania dźwięku przez grunt (G=1), nie spowoduje występowania przekroczeń hałasu 40 dB w buforze 500 metrów od turbiny.

2. Zachowanie limitu 45 dB, dla turbiny o poziomie mocy akustycznej L_{WA}=107,7 dB, jest możliwe znacznie poniżej 500 metrów. W zależności od przyjętych warunków propagacji, dystans ten może się zmieniać od 260 do 405 m, odpowiednio dla gruntu pochłaniającego (G=1) i odbijającego (G=0). Oznacza to, hałas pracy najgłośniejszej turbiny zawsze będzie mniejszy niż 45 dB w buforze 500 metrów od turbiny.

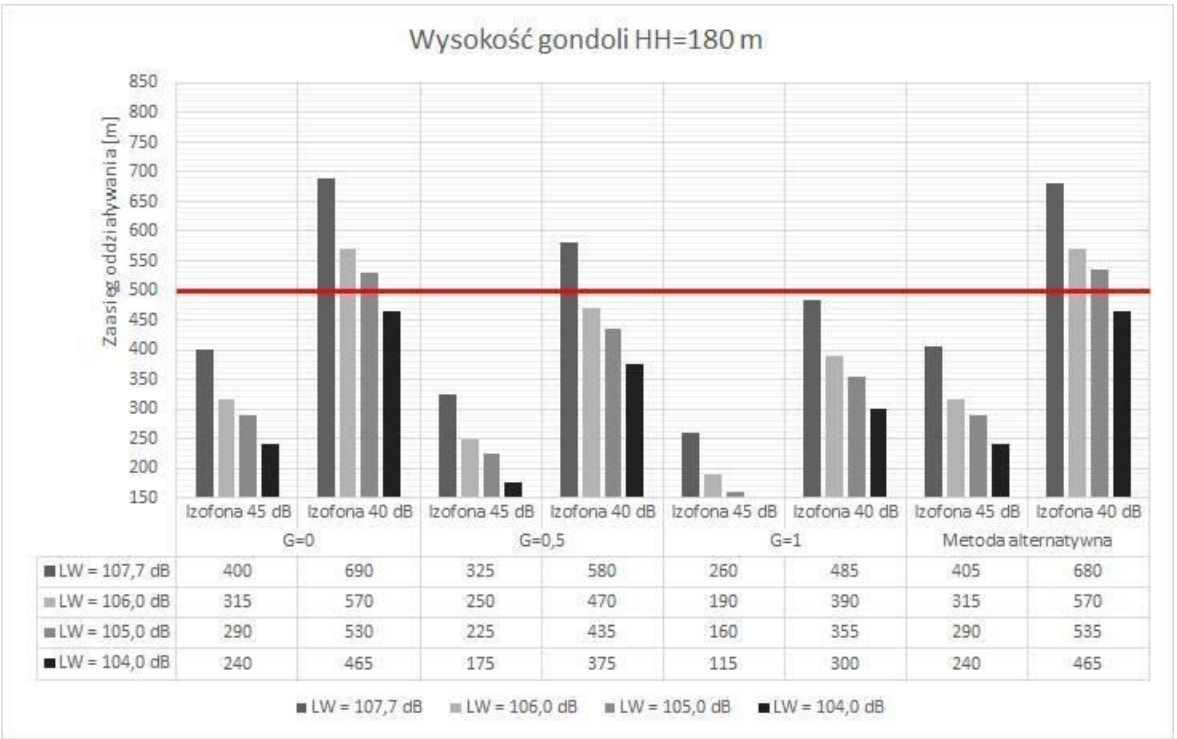
3. Praca turbiny z hałasem poniżej 40 dB w porze nocy i w buforze do 500 metrów od turbiny jest możliwe dla pracy turbiny o poziomie mocy akustycznej do 104 dB, dla współczynnika gruntu G=0 oraz dla pracy turbin od L_{WA}=104 do 106 dB, dla współczynnika gruntu G=0,5 i G=1.

4. Dla turbiny o poziomie mocy akustycznej L_{WA}=104 dB zachowujemy hałas poniżej 40 dB dla wszystkich warunków propagacji dźwięku – hałas jest zawsze mniejszy niż 40 dB w buforze do 500 metrów.



	G=0		G=0,5		G=1		Metoda alternatywna	
	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB
LWA = 107,7 dB	425	705	350	590	290	500	425	630
LWA = 106,0 dB	340	580	275	485	230	410	340	550
LWA = 105,0 dB	315	545	255	455	200	375	310	520
LWA = 104,0 dB	270	480	215	395	170	325	270	480

Rys. 1.10. Zasięg oddziaływania dla gondoli na wysokości 130 m



	G=0		G=0,5		G=1		Metoda alternatywna	
	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB	Izofona 45 dB	Izofona 40 dB
LW = 107,7 dB	400	690	325	580	260	485	405	680
LW = 106,0 dB	315	570	250	470	190	390	315	570
LW = 105,0 dB	290	530	225	435	160	355	290	535
LW = 104,0 dB	240	465	175	375	115	300	240	465

Rys. 1.11. Zasięg oddziaływania dla gondoli na wysokości 180 m

Porównując zasięgi oddziaływania turbin o wysokości gondoli 130 i 180 metrów nad powierzchnią terenu można wyciągnąć następujące wnioski:

1. Zasięgi hałasu od turbin o wyższych wieżach nośnych są mniejsze niż od turbin niższych – pod warunkiem wykorzystania do symulacji hałasu metody

z uwzględnieniem pochłaniania przez grunt i zachowania takich samych poziomów mocy akustycznej turbin.

2. Przyjęcie wartości dopuszczalnych na poziomie 45 dB (limit dla nocy dla zabudowy zagrodowej, wielorodzinnej lub usługowej) nie spowoduje przekroczeń hałasu nawet dla najbardziej restrykcyjnych warunków propagacji dźwięku – dla żadnego przypadku nie został przekroczony hałas w odległości 500 m.

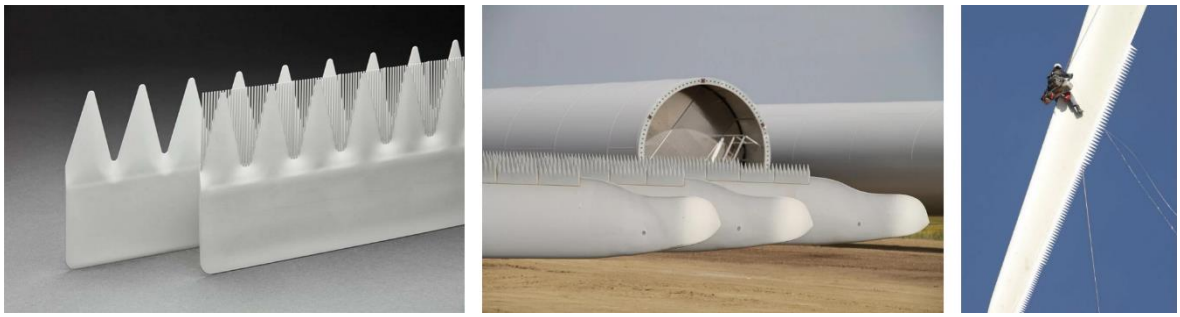
3. Brak przekroczeń hałasu o wartości 40 dB (limit nocny dla zabudowy jednorodzinnej) dla odległości 500 metrów jest do osiągnięcia dla turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej nie większym niż 104 dB. W praktyce oznacza to, że jeśli najbliższe budynki mieszkalne posiadają funkcję zabudowy jednorodzinnej to turbina w odległości do 500 metrów nie może generować poziomu mocy akustycznej większej niż 104 dB.

4. Dla typowych warunków lokalizacji turbin wiatrowych w Polsce, takich jak pola uprawne i łąki (co w ujęciu propagacji dźwięku nad gruntem oznacza przyjęcie współczynnika gruntu G=1) limit hałasu 40 dB w odległości 500 m będzie zachowany dla pracy turbin wiatrowych o poziomie mocy akustycznej zbliżonej do wartości 107,7 dB. Na tych obszarach limit odległości 500 metrów bez przekroczeń hałasu o wartości 40 dB będzie zachowany nawet dla pracy najgłośniejszych turbin – bliskich poziomu mocy akustycznej 108 dB.

W tym miejscu należy wyraźnie podkreślić, że obecnie produkowane turbiny wiatrowe mają techniczną możliwość realnego obniżania emisji dźwięku podczas swojej pracy. Innymi słowy, każda turbina posiada systemy znaczącego wyciszenia pracy wirnika, które mogą zredukować hałas u „źródła" nawet o 6 dB. Wyciszenie pracy turbin realizowane jest przez:

a) Zmiany kąta ustawiania łopaty, które umożliwiają ograniczenie poziomu mocy akustycznej nawet o kilka decybeli. Każda turbina w swojej dokumentacji technicznej posiada szczegółowe dane redukcji poziomu mocy akustycznej dla kolejnych „modów" (trybów pracy). Są to bardzo powszechne metody ograniczania hałasu podczas pracy turbin, które implementuje się poprzez oprogramowanie i które załączają się automatycznie w sytuacji zdefiniowanych prędkości i kierunku wiatru na wysokości gondoli. Są to systemy bezobsługowe.

b) Specjalne nakładki montowane na krawędziach łopat w kształcie „ząbków", które minimalizują wytwarzanie hałasu aerodynamicznego. Skuteczność nakładek jest obecnie na poziomie ok. 2 dB. Na zdjęciach poniżej pokazano przykładowe nakładki łopat wirnika.



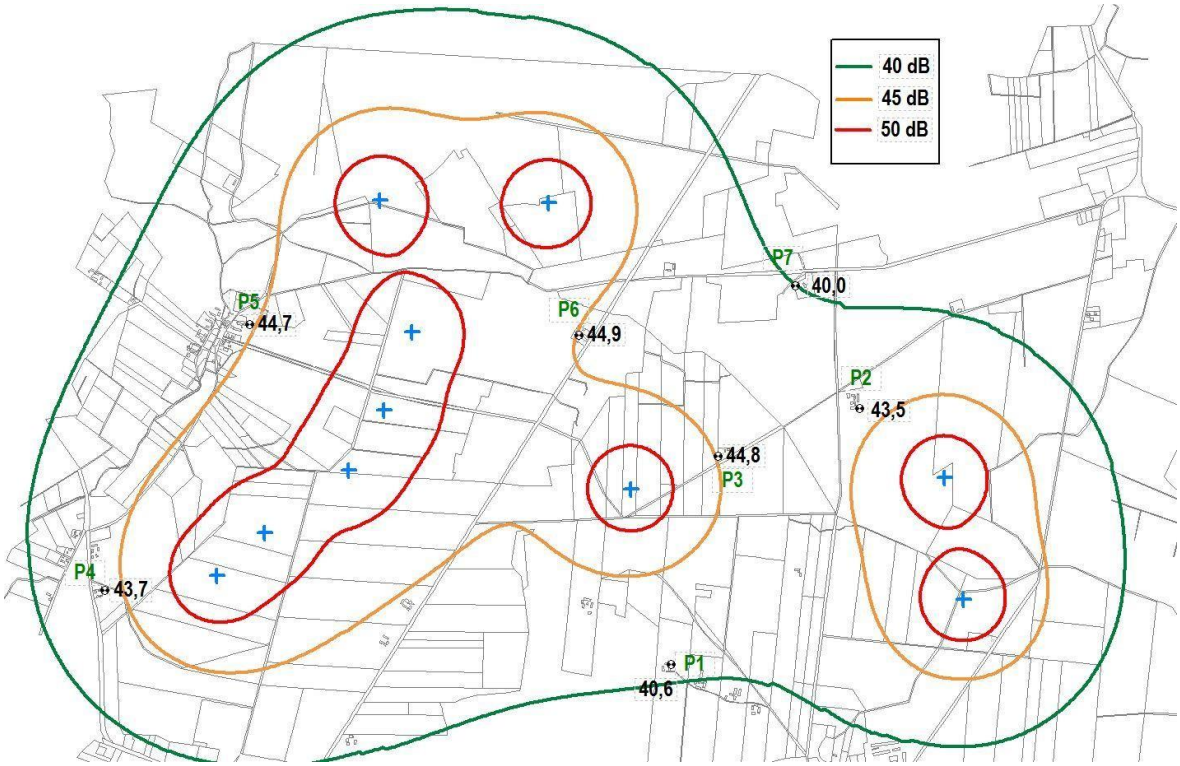
Rys. 1.12. Przykładowe nakładki wyciszające stosowane na łopaty turbin – materiały PSEW

c) Stosowanie „Repoweringu" turbin wiatrowych, co w ujęciu akustycznym oznacza wymianę istniejących turbin na nowe urządzenia, których jest mniej i są cichsze. Największą zaletą repoweringu jest zmniejszenie ilości turbin w obrębie funkcjonowania istniejącej już farmy wiatrowej, po pewnym okresie działania inwestycji – np. po 15 latach. Wtedy to część istniejących turbin jest demontowana, a w ich miejsce są stawiane nowocześniejsze urządzenia. Oczywistym jest, ze nowe turbiny będę bardziej wydajne, co przełoży się wprost na mniejszą ich ilość i tym samym zmniejszone będą zasięgi hałasu w kierunku najbliższych budynków mieszkalnych.

W celu zobrazowania skuteczności dostępnych metod ochrony przed hałasem pochodzącym od turbin, przygotowano symulację hałasu dla farmy składającej się z 10 turbin wiatrowych, dla której zasięgi hałasu obniżyły się poprzez zastosowanie w/w sposobów jego redukcji. Poniższe analizy prowadzono na przykładzie konkretnej lokalizacji farmy wiatrowej.

Wariant 0 – obecny, obejmuje następujące parametry:

a) całkowita moc elektryczna farmy wiatrowej to 20MW,
b) liczba turbin 10, o mocy 2 MW każda,
c) poziom mocy akustycznej turbiny L_{WA} = 106,4 dB,
d) wysokość gondoli 100 m,
e) wysokość całkowita 145 m.



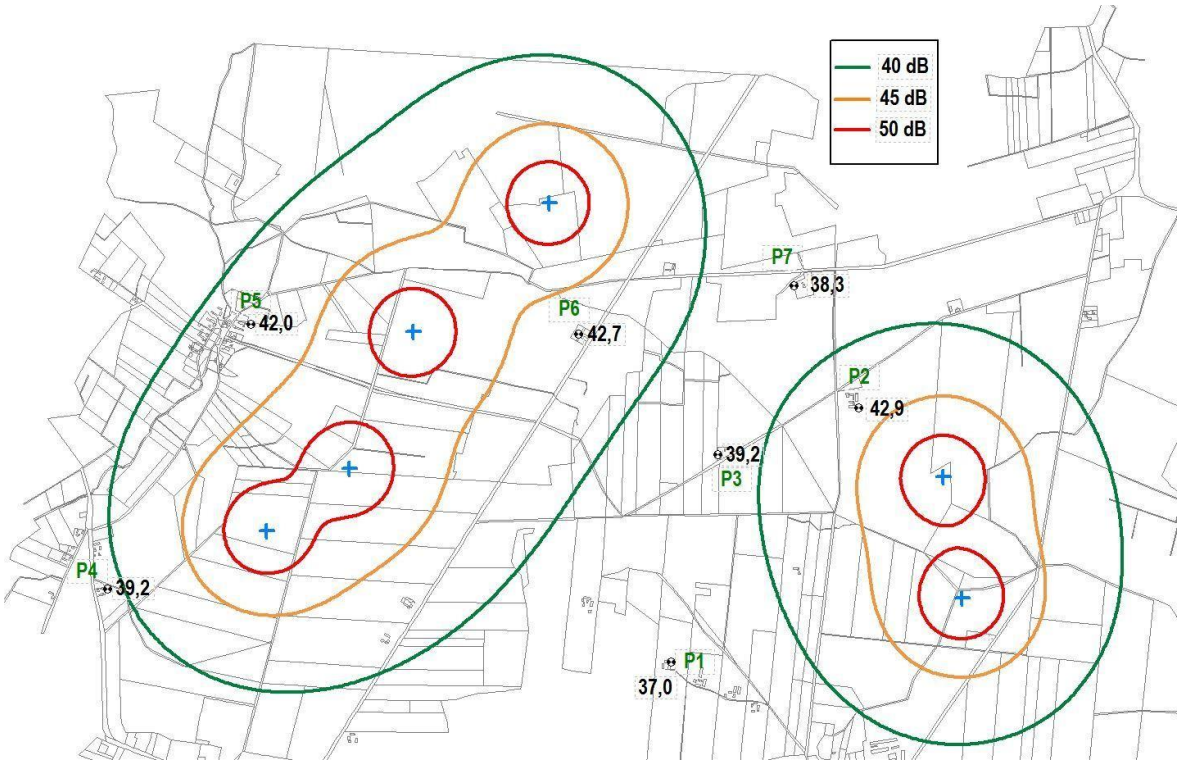
Rys. 1.13. Rozpatrywany w analizach hałasu – Wariant 0

Otrzymane poziomy dźwięku w punktach referencyjnych są zbliżone do limitu dopuszczalnego 45 dB:

a) P3: 44,8 dB,
b) P6: 44,9 dB,
c) P5: 44,7 dB.

Wariant 1 – zmniejszenie ilość turbin wiatrowych (zastosowanie repoweringu) do 6 sztuk, o mocy elektrycznej 3,45 MW i poziomie mocy akustycznej 107,4 dB:

a) całkowita moc elektryczna farmy wiatrowej to 20,7 MW,
b) ilość szt. 6, o mocy 3,45 MW każda,
c) poziom mocy akustycznej turbiny L_{WA} = 107,4 dB,
d) wysokość gondoli 132 m,
e) wysokość całkowita 195 m.



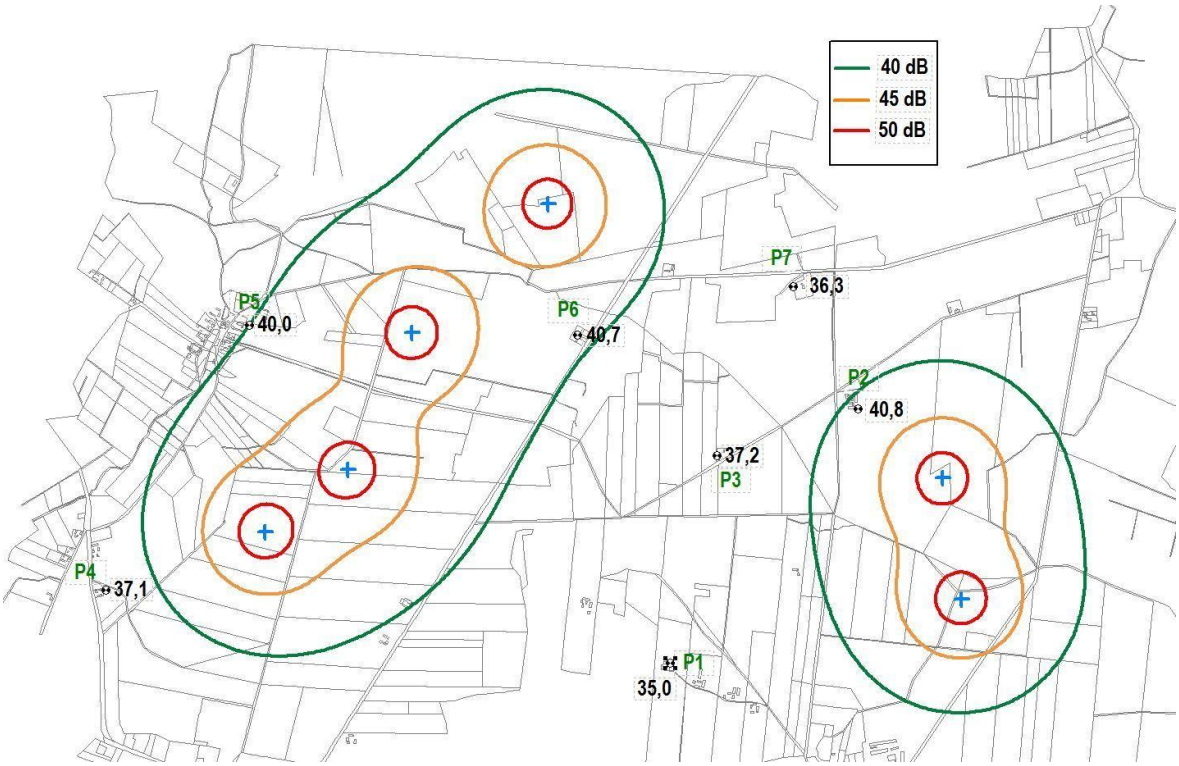
Rys. 1.14. Rozpatrywany w analizach hałasu – Wariant 1

Poziomy dźwięku w punktach referencyjnych dla Wariantu 1:

a) P3: 39,2 dB (było 44,8 dB) – turbina z pobliżu P3 została usunięta, co wpłynęło na zasadnicze obniżenie hałasu w P3,
b) P6: 42,7 dB (było 44,9 dB),
c) P5: 42,0 dB (było 44,7 dB).

Wariant 2 – zmniejszenie ilość turbin wiatrowych (repowering) do 6 sztuk o mocy elektrycznej 3,45MW i poziomie mocy akustycznej 107,4 dB oraz dodatkowo wyposażenie łopat wirników w nakładki wyciszające (ich skuteczność to 2 dB):

a) całkowita moc elektryczna turbin 20,7 MW,
b) ilość szt. 6, o mocy 3,45 MW każda,
c) poziom mocy akustycznej turbiny L_{WA} = 104,4 dB,
d) wysokość gondoli 132 m,
e) wysokość całkowita 195 m.



Rys. 1.15. Rozpatrywany w analizach hałasu – Wariant 2

Poziomy dźwięku w punktach referencyjnych dla Wariantu 2:

a) P3: 37,2 dB (Wariant 0÷44,8 dB) – turbina z pobliżu P3 została usunięta, co wpłynęło na zasadnicze obniżenie hałasu w P3,
b) P6: 40,7 dB (Wariant 0÷44,9 dB),
c) P5: 40,0 dB (Wariant 0÷było 44,7 dB).

Zestawienie różnic w poziomach dźwięku (Tab. 1.13), po ograniczeniu liczby turbin (repowering) oraz wykorzystaniu nakładek na łopaty turbin (Rys. 1.12), wskazuje na realne możliwości redukcji hałasu nawet o 7 dB.

Tab. 1.13. Zestawienie wyników analizowanych wariantów

Rodzaj wariantu	Wariant 0	Wariant 1		Wariant 2	
Nr pkt ref.	WO	W1	W0-W1	W2	W0-W2
	dB				
P1	40,6	37,0	- 3,6	35,0	- 5,6
P2	43,5	42,9	- 0,6	40,8	- 2,7
P3	44,8	39,2	- 5,6	37,2	- 7,6
P4	43,7	39,2	- 4,5	37,1	- 6,6
P5	44,7	42,0	- 2,7	40,0	- 4,7
P6	44,9	42,7	- 2,2	40,7	- 4,2
P7	40,0	38,3	- 1,7	36,3	- 3,7

W celu łatwiejszego wnioskowania i wychwycenia zależności między liczbą turbin wiatrowych, ich wysokością i zmiennych warunków propagacji hałasu, zmiany hałasu pokazano dla najprostszego przypadku – pracy pojdynczej turbiny w pobliżu zabudowy mieszkaniowej. Takich instalacji jest w Polsce najwięcej, czyli pojedynczych turbin

zlokalizowanych względem budynków mieszkalnych w promieniu około 500 metrów. Naturalnym jest, że farma wiatrowa w Polsce składa się z większej liczby turbin, jednak liczba wiatraków w promieniu ok. 500 metrów od budynku mieszkalnego z reguły nie jest większa niż jedna lub dwie sztuki. Jeśli więc założymy, że w promieniu 500 metrów od zabudowy mieszkaniowej jest zlokalizowana 1 turbina, to pokazane wyżej przykłady można implementować bezpośrednio do planowania nowych elektrowni wiatrowych. Odnosi się to zarówno do symulowanych zasięgów izolinii dźwięku, jak również do rzeczywistych poziomów hałasu rejestrowanych podczas typowej eksploatacji turbin wiatrowych.

W sytuacji gdy w promieniu 500 metrów od zabudowy mieszkaniowej, pracuje drugi wiatrak to zgodnie z podstawowymi wzorami na sumowanie dźwięku, wzrost hałasu wyniesie maksymalnie o dodatkowe 3 dB (10log(n),gdzie n – oznacza ilość turbin wiatrowych, a więc 10log(2) = 3 dB). Powyższe założenie jest naturalnie pewnym uproszczeniem, ponieważ na zmianę poziomów dźwięku przy zabudowie mieszkaniowej ma wpływ konkretna odległość turbin od budynku. Jednak na potrzeby prostego wnioskowania można przyjąć zasadę, że jeśli w promieniu 500 metrów od budynku będą znajdować się dwie turbiny wiatrowe to obliczone odległości dla poziomu mocy akustycznej L_W = 105 dB będą zastąpione w przybliżeniu obliczonymi odległościami wyznaczonymi dla poziomu mocy akustycznej L_W = 107,7 dB.

Nie można jednak zapominać, że każdy projekt farmy wiatrowej jest inny w ujęciu planowanych turbin i obszaru, gdzie będą pracować. I dlatego wyznaczanie konkretnych poziomów dźwięku dla konkretnych rozmieszczeń turbin względem budynków mieszkalnych powinno następować za każdym razem w sposób indywidualny, przy pomocy referencyjnych metod obliczeniowych, aby sprawdzić o ile wzrośnie hałas dla określonej odległości, np. 500 metrów, przy większej ilości turbin w tym obszarze.

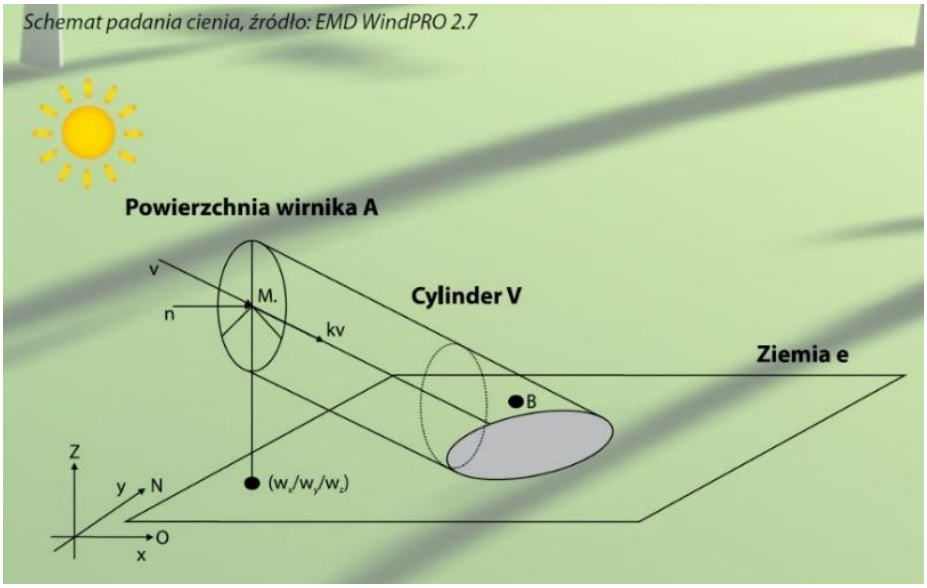
Reasumując całość przeprowadzonych analiz symulacyjnych można stwierdzić, że:

a) Stosowanie nawet najgłośniejszych turbin obecnie produkowanych nie będzie powodować przekroczeń hałasu dla wartości dopuszczalnych wynoszących 45 dB w porze nocy (np. zabudowy zagrodowej) w odległości mniejszej niż 500 metrów od turbin wiatrowych.
b) Dla większej ilości turbin wiatrowych znajdujących się w promieniu 500 metrów od budynku mieszkalnego z limitem hałasu 40 dB, zasięgi hałasu należy wyznaczać w oparciu o obliczenia hałasu za pomocą dedykowanych programów symulacyjnych, zgodnych z zaleceniami referencyjnych metodyk obliczeniowych.
c) W przypadku, gdy w promieniu 500 metrów od budynku znajdować się będzie więcej niż jednak turbina muszą być one wyposażone w realne systemy wyciszenia (np. zmiana kąta natarcia łopaty lub/i nakładki wyciszające).
d) Skuteczność wyciszeń i weryfikacja emisji hałasu podczas modyfikowanej pracy turbin musi zawsze być poprzedzona pomiarami certyfikującymi i opisana w dokumentacji technicznej urządzenia.
e) Nie powinno się wykorzystywać wszystkich dostępnych możliwości wyciszania turbin na etapie symulacji emisji dźwięku. Należy pozostawić możliwość

zastosowania korekty emisji wynikającej z pomiarów kontrolnych rzeczywistej farmy wiatrowej.

1.2 Oddziaływanie optyczne – migotanie cienia i refleksy świetlne

Obracające się łopaty wirnika turbiny wiatrowej rzucają na otaczające je tereny cień, powodując tzw. efekt migotania nazywany również niesłusznie efektem stroboskopowym. Z efektem migotania cieni mamy do czynienia głównie w krótkich okresach dnia, tj. w godzinach porannych i popołudniowych, gdy nisko położone na niebie słońce świeci zza turbiny, a cienie rzucane przez łopaty wirnika są mocno wydłużone. Efekt jest zauważalny przede wszystkim w okresie zimowym, kiedy to kąt padania promieni słonecznych jest stosunkowo mały.



Rys. 1.16. Schemat powstawania efektu cienia[95]

Zjawisko to, przy częstotliwości powyżej 2,5 Hz nazywa się efektem stroboskopowym. W przypadku nowoczesnych turbin wiatrowych niesłusznie mówi się o tym efekcie, ponieważ, aby pracująca turbina mogła go osiągnąć, rotor wiatraka musiałby wykonywać 50 obrotów wirnika na minutę. Tymczasem nowoczesne wolnoobrotowe turbiny obracają się z prędkością maksymalną 20 obrotów na minutę, a częstotliwość migotania nie przekracza 1 Hz[96].

Z przeglądu literatury[97] wynika, że nie wszystkie kraje posiadają wytyczne lub prawne uregulowania limitujące i oceniające tzw. efekt migotania cienia. Wiele państw, które posiadają takie uregulowania bazują na wytycznych niemieckich „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen". Kraje, które nie

[95] Nawrotek M., *Efekt migotania cienia*, GLOBEnergia: Odnawialne Źródła Energii (2), 2012.
[96] Narodowe Centrum Badan i Rozwoju, *Fakty i mity o elektrowniach wiatrowych* 2021, https://www.gov.pl/web/ncbr/fakty-i-mity-o-elektrowniach-wiatrowych.
[97] Koppen E., Gunuru M., Chester A., *International Legislation and Regulations for Wind Turbine Shadow Flicker Impact*, 7th International Conference on Wind Turbine Noise, Holandia, 2017.

posiadają regulacji w zakresie omawianego oddziaływania optycznego, często stosują wytyczne niemieckie jako najlepsze praktyki.

Niemieckie wytyczne limitują wartość efektu migotania cienia na poziomie 30 godz/rok i 30 min/dzień dla najgorszego możliwego scenariusza – bezchmurnego nieba przez cały rok. Dla poszczególnych przypadków czas narażenia na to oddziaływanie musi ograniczać się z kolei do 8 godz/rok. Z kolei w Tab. 1.14. przedstawiono wytyczne dla innych krajów.

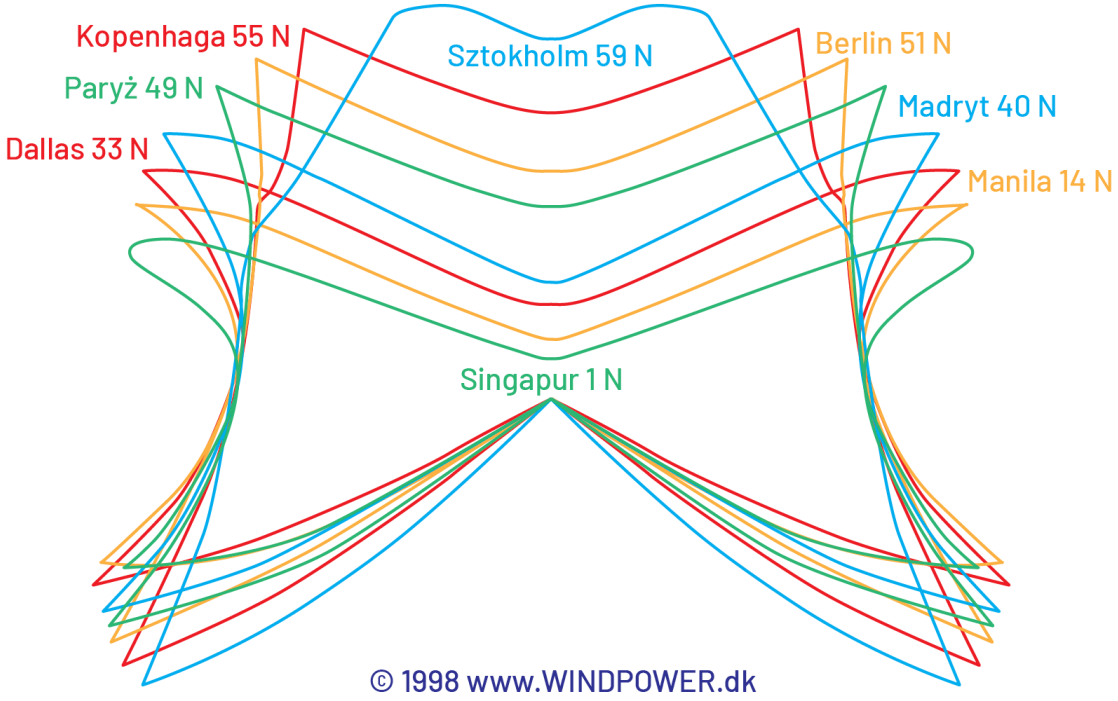
Tab. 1.14. Przegląd wartości granicznych dla tzw. efektu migotania cienia

Kraj	Przyjęty limit	Rodzaj regulacji
Stany Zjednoczone[98]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Wytyczne
Wielka Brytania[99]	Brak limitów – lecz praktykuje się 30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Wytyczne i powszechna praktyka
Japonia[100]	30 godz/rok	Powszechna praktyka
Brazylia[101]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Powszechna praktyka
Kanada[102]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Powszechna praktyka
Indie[103]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Powszechna praktyka
Australia[104]	30 godz/rok	Wytyczne
Austria[105]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Powszechna praktyka
Belgia – region flamandzki[106]	8 godz/rok oraz 30 min/dzień	Akt prawny
Belgia – region waloński[107]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień	Akt prawny
Norwegia[108]	30 godz/rok oraz 30 min/dzień dla najgorszego scenariusza; 8 godz/rok dla rzeczywistego scenariusza	Wytyczne
Włochy[109]	Brak limitów	Brak

Co więcej, w Niemczech przeprowadzono analizę dla punktu oddalonego o 500 m od elektrowni wiatrowej o wysokości 110 m. Efekt zacienienia w tym punkcie wystąpił tylko w czasie pomiędzy 12 stycznia a 6 lutego oraz od 7 listopada do 2 grudnia. W sumie zanotowano w tym okresie 11 godzin migotania. Efekty te notowano w godzinach popołudniowych (15:00 – 16:00) i nigdy nie trwały dłużej niż 30 minut w ciągu dnia[110].

[98] National Assosiation of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) Grants & Research Department, *Wind Energy & Wind Park Siting and Zoning Best Practices and Guidance fos States*, 2012.
[99] UK Government Department for Communities and Local Government, National *Planning Policy Framework,* 2012.
[100] Japanese Gevernment Ministry of the Environment, *Summary Report of Working Group Regarding Basic Concept on Environmental Impact Assessment Related to Wind Power Generation Facilities*, 2010.
[101] World Bank Group, *Environmental, Health and Safety Guidelines Wind Energy*, 2015.
[102] Natural Forces Wind Inc., Gaetz Brook Wind Farm Shadow Flicker Assessment Report, 2013.
[103] India Centre for Science and Environment, *EIA Guidelines Wind Power Sector* 2013.
[104] Environment Protection and Heritage Council (EPHC), *National Wind Farm Development Guidelines – Draft,* 2010.
[105] Gschiel E., *Umweltmedizinische Begutachtung am Beispiel Windkraft Amt der Burgenland Landersregierung*, 2014.
[106] Vlaamse overheid – Departement Leefmilieu, Natuur en Energie, *Toelichtingsnota nieuwe milieuvoorwaarden voor windturbines*, 2012.
[107] Gouvernement Walon, *Arrêté du Gouvernement wallon portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW***,** 2014.
[108] Giuffrida L.G., Penna M., De Luca E., Nardi C., Colosimo A., Krug M., *Screening of technical and non-technical regulations, guidelines and recommendations,* Policy Lessons and Guiding Principles and Criteria for Fair and Acceptable Wind Energy, WinWind, 2019.
[109] *Ibidem.*
[110] Kowalczyk R., Raport o oddziaływaniu na środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu turbin wiatrowych „Malesowizna" wraz z infrastrukturą, Ecoplan. Opole, 2014.

W Polsce nie obowiązują ani normy prawne, ani też wytyczne w zakresie maksymalnego narażenia człowieka na tzw. efekt migotania cienia. W tym zakresie funkcjonuje jedynie pewna powszechna praktyka, której limit ustalono na 30 godz/rok[111].

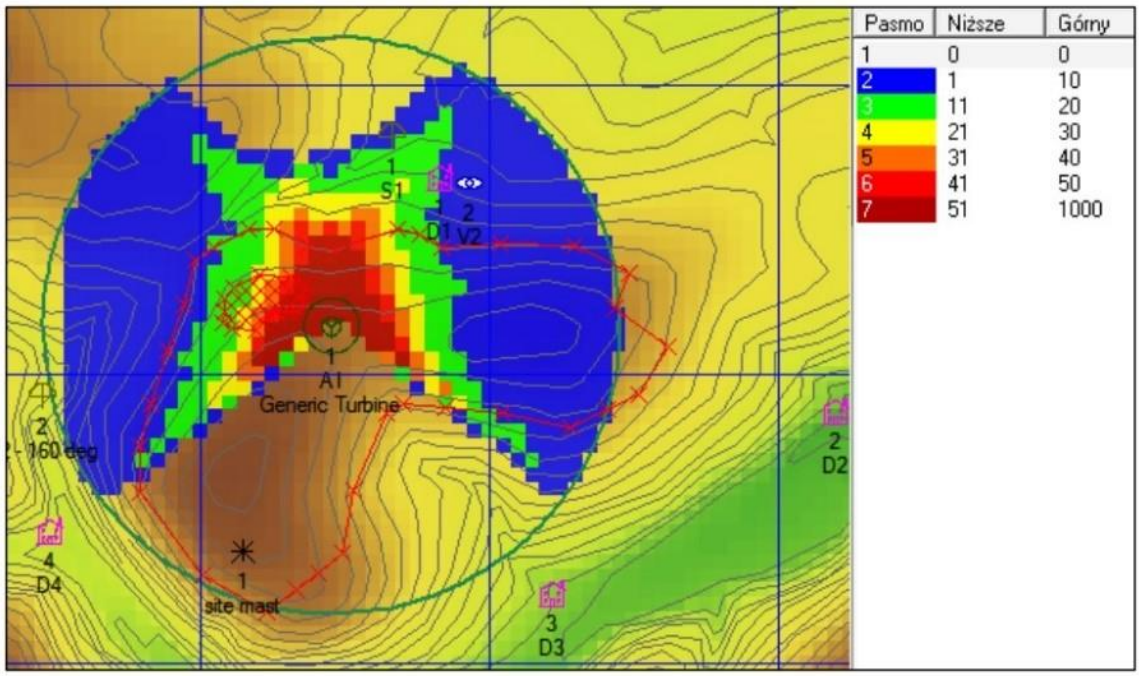


Rys. 1.17. Kształt obszaru występowania efektu cienia w zależności od szerokości geograficznej[112]

Rys. 1.17. przedstawia zmiany wielkości i kształtu obszaru, na którym występuje zjawisko migotania cienia dla turbin wiatrowych w odniesieniu do szerokości geograficznej. Widoczne różnice wynikają ze zmiennego położenia słońca na niebie względem ziemi.

Z przeprowadzonych przez I. Piasecką badań symulacyjnych wynika, że najwyższy poziom efektu migotania cienia – od 1000 do 30 godz/rok, odnotowuje się w odległości do 500 m od badanej elektrowni wiatrowej, co potwierdza zasadność lokalizacji budynków mieszkalnych w odległości nie mniejszej aniżeli 500 m od instalacji energetyki wiatrowej[113]. Potwierdza to także poniższy Rys. 1.18.

[111] GEO Renewables S.A., *Korytnica Wind Farm Non – Technical Summary*, 2014.
[112] *Shadow Variations from Wind Turbines*. http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/env/shadow/shadow2.htm
[113] Piasecka I., *Badanie i ocena cyklu życia zespołów elektrowni wiatrowych*, Rozprawa Doktorska, Politechnika Poznańska, 2014.



Rys. 1.18. Przybliżone wartości efektu migotania cienia (godz/rok) powodowanego przez elektrownię wiatrową o mocy 2 MW; siatka: 1000 m[114].

W celu oceny zgodności z zalecanymi wartościami granicznymi, efekt migotania cienia należy modelować i przewidywać w oparciu o astronomiczny najgorszy scenariusz, który definiuje się następująco:

- słońce świeci nieprzerwanie i niebo jest stale bezchmurne od wschodu do zachodu słońca;
- występuje wiatr wystarczający do ciągłego obracania się łopat turbiny;
- wirnik jest ustawiony prostopadle do kierunku padania promieni słonecznych;
- kąty słońca poniżej 3 stopni nad poziomem horyzontu nie są brane pod uwagę (ze względu na prawdopodobieństwo występowania roślinności i roślinności i budynków).
- odległości pomiędzy płaszczyzną wirnika a osią wieży są pomijalne.
- nie uwzględnia się załamania światła w atmosferze.

Kolejnym zjawiskiem optycznym związanym z obecnością na danym obszarze turbiny wiatrowej mogą być refleksy świetlne, powstające w wyniku odbicia promieni świetlnych od elementów turbiny. Obecnie efekt ten jest praktycznie maksymalnie zminimalizowanym poprzez stosowanie specjalnych farb i powierzchni ograniczających odbijanie promieni świetlnych i nie stwierdza się znaczących uciążliwości w tym zakresie.

Naukowcy potwierdzają uciążliwość oddziaływań optycznych na człowieka, przede wszystkim wobec osób cierpiących na padaczkę światłoczułą, które są szczególnie wrażliwe

[114] Piasecka I., *Badanie i ocena cyklu życia zespołów elektrowni wiatrowych* Rozprawa Doktorska, Politechnika Poznańska, 2014.

na światło, na migotanie o częstotliwościach od 5 do 30 Hz[115]. Jednakże jak już wcześniej wyjaśniono, częstotliwość w przypadku turbin wiatrowych nie przekracza 1 Hz.

P. Fortin wraz ze współpracownikami[116] wskazali, że migotanie cieni w wyniku pracy nowoczesnych turbin wiatrowych nie jest szkodliwe nawet dla osób z rozpoznaną padaczką, ponieważ teoretyczna częstotliwość błysków w wyniku obrotów śmigieł, przy której mogłoby dojść do ataku padaczki, musiałaby wynosić 3 do 5 błysków na sekundę (180 obr./min), a śmigła dużych turbin wiatrowych nie mogą się tak szybko obracać ponieważ przy normalnych prędkościach roboczych wynoszących od 10 do 20 obr./min.

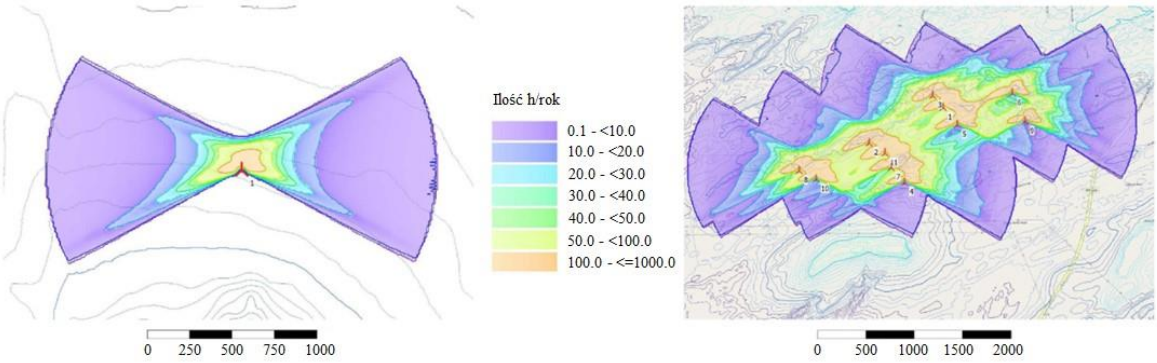
Co więcej, jak podaje Brytyjskie Stowarzyszenie Epilepsji[117], aby zjawisk migotania cieni mogło stanowić potencjalny problem dla osób z padaczką światłoczułą, na którą cierpi ok. 3 % populacji z rozpoznaną padaczką, musi wystąpić jednocześnie kilka czynników:

- łopaty turbiny musiałyby się obracać z prędkością większą niż 3 Hz,
- słońce musiałoby być wystarczająco jasne oraz znajdować się w odpowiednim położeniu i pod odpowiednim kątem od horyzontu w stosunku do turbiny, aby rzucać cienie o odpowiedniej intensywności i długości, co w praktyce nie występuje często,
- osoba cierpiąca na padaczkę światłoczułą musiałaby patrzeć na turbinę, a słońce powinno znajdować się za turbiną.

W rzeczywistości możliwość łącznego wystąpienia ww. elementów jest niska i można uznać, iż funkcjonowanie farm wiatrowych nie stanowi problemu zdrowotnego dla osób z rozpoznaną padaczką światłoczułą.

Zakłada się, że zjawisko to nie jest w ogóle zauważalne w odległości dziesięciokrotności długości łopat wirnika. W przypadku obiektów znajdujących się bliżej, przyjmuje się, że nastawienie na 30 godzin oddziaływania zjawiska migotania cieni rocznie nie jest szkodliwe dla zdrowia ludzkiego[118]. Z badań przeprowadzonych przez R. Haac i współpracowników[119] wynika, że już w odległości 500 m od pojedynczej turbiny wiatrowej oraz w ujęciu skumulowanym, narażenie na efekt tzw. migotania cienia nie przekracza przedziału czasu określono jako szkodliwego dla człowieka.

[115] Fortin P., Rideout K., Copes R., Bos C., *Wind turbines and health*, National Collaborating Centre for Environmental Health at the British Columbia Centre for Disease Control, 2013.
[116] *Ibidem.*
[117] British Epilepsy Society, *Wind turbines and photosensitive epilepsy* 2020. https://epilepsysociety.org.uk
[118] CPV Ashley Renewable Energy Company, *Shadow Flicker Impact Analysis for the Ashley Wind Energy Project*, 2010.
[119] Haac R., Darlow R., Kaliski K., Rand J., Hoen B., *In the shadow of wind energy: Predicting community exposure and annoyance to wind turbine shadow flicker in the United States*, Energy Research & Social Science 87, 102471, 2022.



Rys. 1.19. Przykład rocznego narażenia na efekt migotania cienia wokół pojedynczej turbiny wiatrowej (po lewej) i w ujęciu skumulowanym (po prawej)[120].

Jednocześnie refleksy świetlne, nazywane również „efektem disco", występują podczas słonecznych dni, gdy obracające się łopaty wirnika odbijają padający na nie strumień światła. Powstają refleksy świetlne, które mogą zaburzać pole widzenia. Należy jednak wskazać, że zastosowanie matowych farb na łopatach wirnika pozwala na efektywne zmniejszenie oddziaływania optycznego[121].

Tym samym należy wskazać, że nie ma podstaw do przypisania energetyce wiatrowej negatywnego wpływu oddziaływań optycznych na zdrowie człowieka.

1.3 Elektrownie wiatrowe a pole elektromagnetyczne

Pole elektromagnetyczne towarzyszy wszystkim urządzeniom, które produkują, przesyłają lub konsumują energię elektryczną. Tak więc elektrownia wiatrowa, z natury rzeczy, też wytwarza takie pole i oddziałuje elektromagnetycznie na otaczające ją środowisko.

Obecnie w Polsce takie oddziaływanie regulują: Rozporządzenie Ministra Zdrowia w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. 2019 poz. 2448)[122] oraz Rozporządzenie Ministra Klimatu w sprawie sposobów sprawdzania dotrzymania poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. 2020 poz.258)[123], które są aktami wykonawczymi do ustawy Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2020 poz.1219, tekst jednolity)[124]. Z ustawą Prawo ochrony środowiska związane są jeszcze inne akty prawne

[120] Haac R., Darlow R., Kaliski K., Rand J., Hoen B., *In the shadow of wind energy: Predicting community exposure and annoyance to wind turbine shadow flicker in the United States*, Energy Research & Social Science 87, 102471, 2022.
[121] Baranowski A., Borowski S., Lubocka- Hoffmann M., Marć-Pieńkowska J., Mikołajczak J., Pojmański G., Rosiak I., *Farmy wiatrowe zagrożenia dla człowieka i środowiska na przykładzie Elbląga i Żuław Wiślanych,* Wydawnictwo Uczelniane Uniwersytetu Techniczno-Przyrodniczego, Bydgoszcz, 2014.
[122] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).
[123] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 17 lutego 2020 r. w sprawie sposobów sprawdzania dotrzymania poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 18 lutego 2020 r., poz.258).
[124] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627 z późniejszymi zmianami).

regulujące zasady kwalifikacji, zgłaszania i określania potencjalnego oddziaływania na środowisko oraz jego monitoring[125],[126],[127],[128],[129].

Pole elektromagnetyczne wyróżnia się ciągłością rozkładu w przestrzeni, zdolnością rozchodzenia się w próżni i oddziaływaniem siłą na cząsteczki materii naładowane ładunkiem elektrycznym. Do podstawowych wielkości, charakteryzujących pole elektromagnetyczne należą: f – częstotliwość pola [Hz], E – natężenie składowej elektrycznej [V/m, kV/m], H – natężenie składowej magnetycznej [A/m]. Źródła pola elektromagnetycznego, występującego w środowisku, można podzielić na dwa rodzaje: naturalne i sztuczne. Do naturalnych źródeł pola elektromagnetycznego należą: naturalne promieniowanie Ziemi, Słońca i jonosfery. Ze wszystkich pól naturalnych najlepiej znane jest pole geomagnetyczne. Natężenie tego pola wynosi od 16 do 56 A/m. Nad powierzchnią Ziemi występuje również naturalne pole elektryczne o natężeniu około 0,120 kV/m przy normalnej pogodzie. Są to pola stałe. Szczególnie interesujące, ze względu na swą powszechność, są sztuczne źródła pola elektromagnetycznego o częstotliwości 50 Hz, głównie urządzenia i maszyny elektryczne. Specyfika pola elektromagnetycznego wytwarzanego przez takie urządzenia powoduje, że można w jego przypadku oddzielnie rozpatrywać składową elektryczną i magnetyczną. Pole magnetyczne towarzyszy każdemu przepływowi prądu, a pole elektryczne występuje wszędzie tam, gdzie pojawia się napięcie. Typowe natężenia pola magnetycznego i elektrycznego, występującego w sąsiedztwie urządzeń powszechnego użytku, przedstawiono w Tab. 1.15., natomiast w Tab. 1.16. przedstawiono zakresy częstotliwości promieniowania elektromagnetycznego oraz obszary ich zastosowania.

Tab. 1.15. Typowe natężenia pola magnetycznego i elektrycznego, występującego w sąsiedztwie urządzeń powszechnego użytku[130]

WARTOŚCI POLA MAGNETYCZNEGO O CZĘSTOTLIWOŚCI 50Hz SPOTYKANE W ŚRODOWISKU	
Urządzenie elektryczne powszechnego użytku	Natężenie pola magnetycznego
Pralka automatyczna	0,3 A/m w odległości 30 cm
Żelazko	0,2 A/m w odległości 30 cm
Monitor komputerowy	0,1 A/m w odległości 10cm
Odkurzacz	5 A/m w odległości 30 cm
Maszynka do golenia	12 – 1200 A/m w odległości 5 cm
Suszarka do włosów	4 A/m w odległości 10 cm

[125] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 listopada 2007 r. w sprawie zakresu i sposobu prowadzenia okresowych badań poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 12 listopada 2007 r., poz. 1645).
[126] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie zgłoszenia instalacji wytwarzających pola elektromagnetyczne (Dz.U. Nr 130, poz.879).
[127] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie rodzajów instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia (Dz.U. z dnia 12 sierpnia 2019 r., poz.1510, tekst jednolity).
[128] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1883).
[129] Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z dnia 13 lutego 2020, poz.283).
[130] Szuba M., *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2008.

WARTOŚCI POLA ELEKTRYCZNEGO O CZĘSTOTLIWOŚCI 50Hz SPOTYKANE W ŚRODOWISKU CZŁOWIEKA	
Urządzenie elektryczne powszechnego użytku	Natężenie pola elektrycznego
Pralka automatyczna	0,13 kV/m w odległości 30 cm
Żelazko	0,12 kV/m w odległości 30 cm
Monitor komputerowy	0,2 kV/m w odległości 10 cm
Odkurzacz	0,13 kV/m w odległości 30 cm
Maszynka do golenia	0,7 kV/m w odległości 5 cm
Suszarka do włosów	0,8 kV/m w odległości 10 cm

Tab. 1.16. Zakresy częstotliwości promieniowania elektromagnetycznego oraz obszary ich zastosowania[131].

CZĘSTOTLIWOŚĆ	ZASTOSOWANIE
0÷300 Hz (SELF, ELF)	Trakcje elektryczne prądu stałego, technologie elektrostatyczne, linie przesyłowe prądu stałego, trakcje elektryczne 50Hz, elektroenergetyka, łączność
0,3÷3 kHz (ULF)	Sterowanie częstotliwością akustyczną, medycyna, łączność, piece indukcyjne, hartowanie, lutowanie, topienie, rafinacja
3÷30 kHz (VLF)	Telekomunikacja, radionawigacja, medycyna, ogrzewanie indukcyjne, lutowanie, topienie, hartowanie, rafinacja, monitory ekranowe
30÷300 kHz (LF)	Radionawigacja, telekomunikacja morska i aeronautyczna, telefonia energetyczna nośna, radiolokacja, monitory ekranowe, indukcyjne topienie metali, tomografia impedancyjna, ulot, układy zapłonowe
0,3÷3 MHz (MF)	Telekomunikacja, radionawigacja, radio amatorskie, radiofonia AM, spawanie RF, zgrzewarki opakowań, medycyna
3÷30 MHz (HF)	Pasmo częstotliwości dla użytku powszechnego, radiomodelarstwo, telekomunikacja międzynarodowa, diatermie, rezonans magnetyczny, ogrzewanie dielektryczne
30÷300 MHz (VHF)	Policja, straż pożarna, amatorskie radio FM, telewizja VHF, diatermia, pogotowie ratunkowe, kontrola ruchu powietrznego, rezonans magnetyczny
0,3÷3 GHz (UHF)	Radio amatorskie, taxi, straż pożarna, radary, radionawigacja, telewizja UHF, kuchenki mikrofalowe, telefonia komórkowa, diatermie, akceleratory
3÷30 GHz (SHF)	Radary, telekomunikacja satelitarna, radio amatorskie, straż pożarna, taxi, samolotowe radary pogodowe, policja, radiolinie, alarmy przeciwwłamaniowe
30÷300 GHz (EHF)	Radary, telekomunikacja satelitarna, radiolinie, radionawigacja, radio amatorskie

Najczęściej fale elektromagnetyczne wykorzystywane są w branży telekomunikacyjnej, gdzie użytkuje się je jako nośnik informacji, stąd też bardzo ważnym problemem jest również ich propagacja w przestrzeni. Fale elektromagnetyczne podlegają wszystkim zjawiskom falowym, tj. odbiciu, dyfrakcji czy też załamaniu. Istotne zatem, z punku widzenia propagacji fali elektromagnetycznej, jest występowanie w środowisku różnych przegród, czy to naturalnych, wynikających z ukształtowania terenu, czy też sztucznych, powstałych w wyniku działalności człowieka. Dopuszczalne wartości parametrów fizycznych pól elektromagnetycznych zostały określone w rozporządzeniu Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. *w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku*[132]. Rozporządzenie to różnicuje dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych dla:

- terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową,
- miejsc dostępnych dla ludności.

[131] Szuba M., *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2008.
[132] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).

Tab. 1.17. przedstawia zakres częstotliwości pól elektromagnetycznych, dla których określa się parametry fizyczne charakteryzujące oddziaływanie pól elektromagnetycznych na środowisko, dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową oraz dopuszczalne poziomy pól elektromagnetycznych, charakteryzowane przez dopuszczalne wartości parametrów fizycznych, dla terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową. Wcześniej obowiązujące przepisy podawały te same wartości krytyczne dla wolnozmiennych pól elektromagnetycznych, przy czym pole elektryczne w miejscach przebywania ludzi (ale bez zabudowy) było określone na 10 kV/m i taka wartość jest dalej obowiązująca.

Tab. 1.17. Zakres częstotliwości pól elektromagnetycznych (Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r.)[133]

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

Budowa farm wiatrowych powoduje pojawienie się w środowisku kilku potencjalnych rodzajów źródeł pola elektromagnetycznego. Należą do nich:

- generator turbiny wiatrowej,
- transformator generatora turbiny,
- przewody umieszczone wewnątrz wieży,
- podziemna sieć kablowa,
- stacja transformatorowa wraz z oprzyrządowaniem,
- podziemna lub napowietrzna linia wysokiego napięcia, wyprowadzająca energię z GPZ farmy do punktu odbioru przez operatora publicznego.

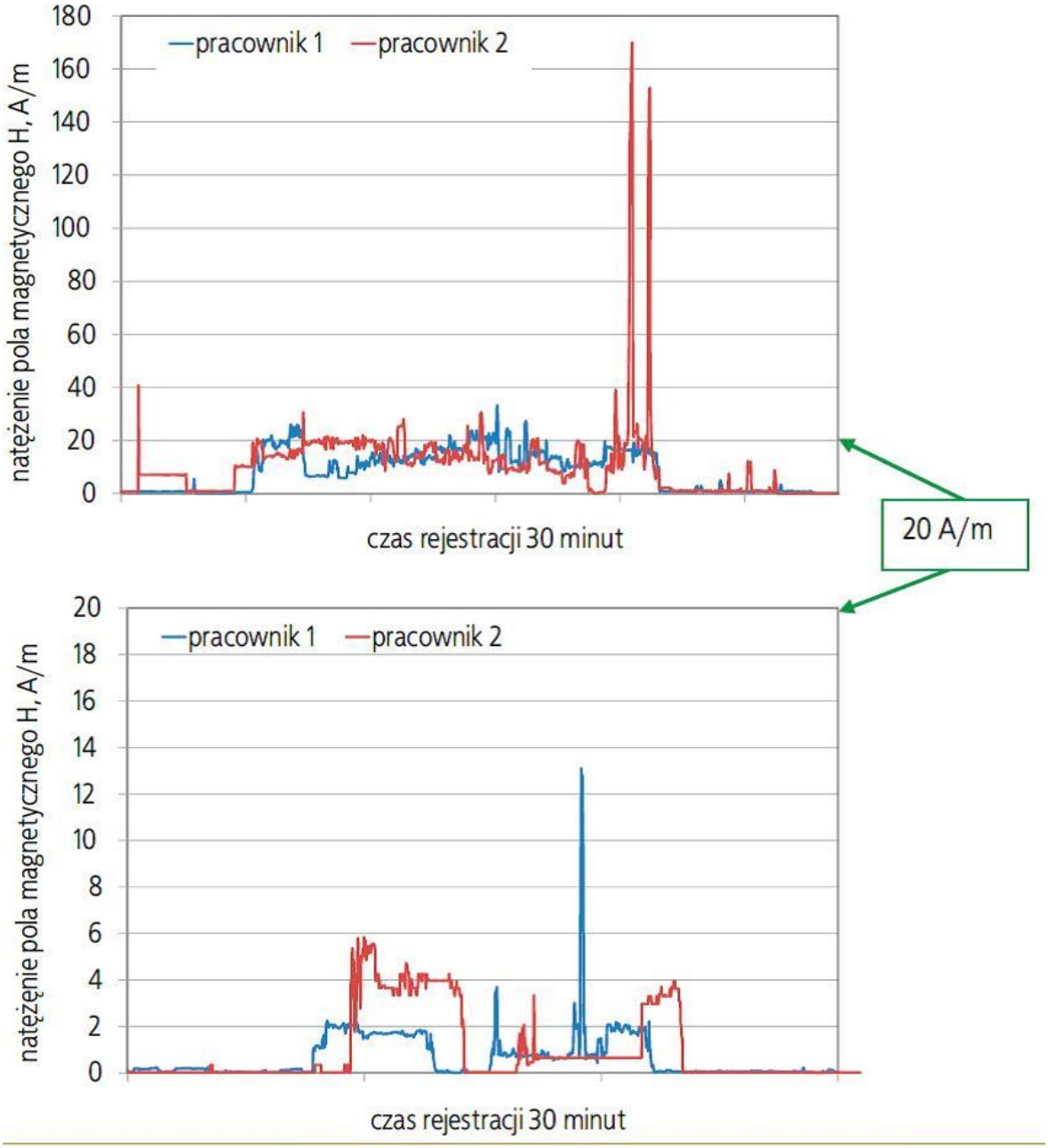
Głównymi źródłami pola elektromagnetycznego, związanymi bezpośrednio z elektrownią wiatrową, jest generator turbiny wiatrowej oraz jego transformator. Elementy te umieszczone są wewnątrz gondoli elektrowni na szczycie wieży, tj. na wysokości ok. 100 m. Wszystkie elementy elektrowni pracują na niskim napięciu 600÷700 V. Jedynie na wyjściu transformatora pojawia się napięcie średnie 30 kV, które jest napięciem sieci kablowej farmy. Ze względu na lokalizację turbiny wiatrowej, jak już wyżej wspomniano, na wysokości ok. 100 m, natężenie pola elektromagnetycznego generowanego przez elementy elektrowni, w poziomie terenu (na wysokości 1,8 m) jest w praktyce pomijalne. Dotyczy to również turbin o niższych wieżach. W przypadku projektowanych urządzeń farmy wiatrowej, są one wyposażone w generatory o relatywnie niskiej mocy (obecnie na ogół 3÷4 MW), w stosunku do komercyjnych turbogeneratorów (kilkaset megawatów). Urządzenia te są zamontowane wewnątrz gondoli, tj. na znacznej wysokości, stąd też ich wpływ na poziom pola elektromagnetycznego, mierzonego na poziomie gruntu (na wysokości 1,8 m), jest niewielki, o ile w ogóle jest mierzalny. Należy również zwrócić uwagę na fakt, iż urządzenia znajdują się wewnątrz gondoli i są zamknięte w przestrzeni

[133] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).

otoczonej metalowym przewodnikiem o właściwościach ekranujących, co w konsekwencji powoduje, że efektywny wpływ elektrowni wiatrowej, na „kształt klimatu elektromagnetycznego środowiska" będzie równy zero.

Przyjmując znaczne uproszczenia, nieobejmujące ekranującej roli obudowy gondoli, można w przybliżeniu określić poziom natężenia pola elektromagnetycznego generowanego przez elementy elektrowni. Pole generowane przez generator będzie polem o częstotliwości 50 Hz. W przypadku elektrowni wiatrowej o wysokości ok. 100 m, wypadkowe natężenie pola elektrycznego na wysokości 1,8 m wyniesie ok. 9 V/m, tj. znacznie poniżej wartości występującej naturalnie. Wypadkowe pole magnetyczne wyniesie w tym miejscu ok**.** 4,5 A/m, a więc również mniej niż naturalne pole magnetyczne. Dla turbin o wyższych wieżach wartości te będą jeszcze niższe. W przypadku zastosowania turbin o niższych wieżach natężenie pola elektromagnetycznego może być nieco wyższe, jednak nadal będzie się kształtowało na poziomie dużo niższym, aniżeli wartości dopuszczalne dla terenów dostępnych dla ludności. Badaniami Centralnego Instytutu Bezpieczeństwa Pracy[134] objęto szczegółowo generator turbiny wiatrowej (w bezpośredniej odległości) oraz przestrzeń tuż przy wieży turbiny wiatrowej. Zanotowano krótkotrwałe ekspozycje o dość wysokich wartościach natężenia pola magnetycznego, istotne dla pracowników firm serwisujących turbiny, ale nie przekraczające wymagań bezpieczeństwa – Rys. 1.20. Warto także zauważyć, że w układach elektrycznych turbin wiatrowych znajdują się przekształtniki AC/DC, których zadaniem jest synchronizacja zmiennej częstotliwości napięcia wyjściowego generatorów z częstotliwością sieci elektroenergetycznej (50 Hz). Ich podstawowym elementem są tranzystory IGBT pracujące w trybie modulacji impulsowej. Częstotliwość pracy takich układów dochodzi nawet do kilkudziesięciu megaherców (MHz). Poprzez system ekranowania oraz filtracji odziaływanie radiacyjne pola elektromagnetycznego wytwarzanego przez te urządzenia i wykraczającego poza przestrzeń gondoli jest minimalizowane, co potwierdzają badania Centralnego Instytutu Bezpieczeństwa Pracy[135]. Ponadto urządzenia te zgodnie z Dyrektywą 2014/30/UE[136] przechodzą restrykcyjne próby kompatybilności elektromagnetycznej w akredytowanych laboratoriach i przed wejściem na rynek przedstawiają potwierdzające ten fakt certyfikaty.

[134] Gryz K., Karpowicz J., *Ekspozycja na pole elektromagnetyczne w elektrowniach wiatrowych*, Bezpieczeństwo Pracy 7, 10–13, 2016.
[135] *Ibidem.*
[136] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego 2014/30/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej.



Rys. 1.20. Rejestracja natężenia pola magnetycznego wewnątrz gondoli turbiny wiatrowej i w jej pobliżu wg[137]

Tym samym należy stwierdzić, że farma wiatrowa wraz z podstawową infrastrukturą techniczną nie jest źródłem promieniowania elektromagnetycznego (czyli emisji fal elektromagnetycznych średnich i wysokich częstotliwości) rejestrowanego w pobliżu powierzchni ziemi. Źródłem takiego oddziaływania na zewnątrz turbin mogą być teletransmisyjne anteny nadawcze, służące do sterowania i kontroli pracy elektrowni. Urządzenia takie charakteryzują się małą mocą nadajników oraz kierunkową charakterystyką promieniowania anten i nie stanowią zagrożenia dla środowiska, tym bardziej, że są instalowane na szczycie wież elektrowni. W przypadku łączy kablowych

[137] Gryz K., Karpowicz J., *Ekspozycja na pole elektromagnetyczne w elektrowniach wiatrowych*, Bezpieczeństwo Pracy 7, 10–13, 2016.

(światłowodowych), które najczęściej są stosowane do sterowania pracą poszczególnych turbin wykorzystanie źródeł promieniowania elektromagnetycznego średnich i wysokich częstotliwości jest całkowicie wyeliminowane.

W odniesieniu do energii elektrycznej dostarczanej z farm wiatrowych stosuje się czasami przymiotnik „brudna". Uzasadnia się to nie jej pochodzeniem, ale dużą zawartością wyższych harmonicznych odkształcającymi sinusoidę napięcia 50 Hz. Nie jest to pogląd uzasadniony. Zgodnie z przepisami zawartymi w (IRiESD, 2020 i wcześniejsze edycje[138]) rozruch farm wiatrowych obejmuje próby i pomiary, które takie zjawiska (pochodzące od przekształtników energoelektronicznych) powinny identyfikować i wymuszać ich likwidację.

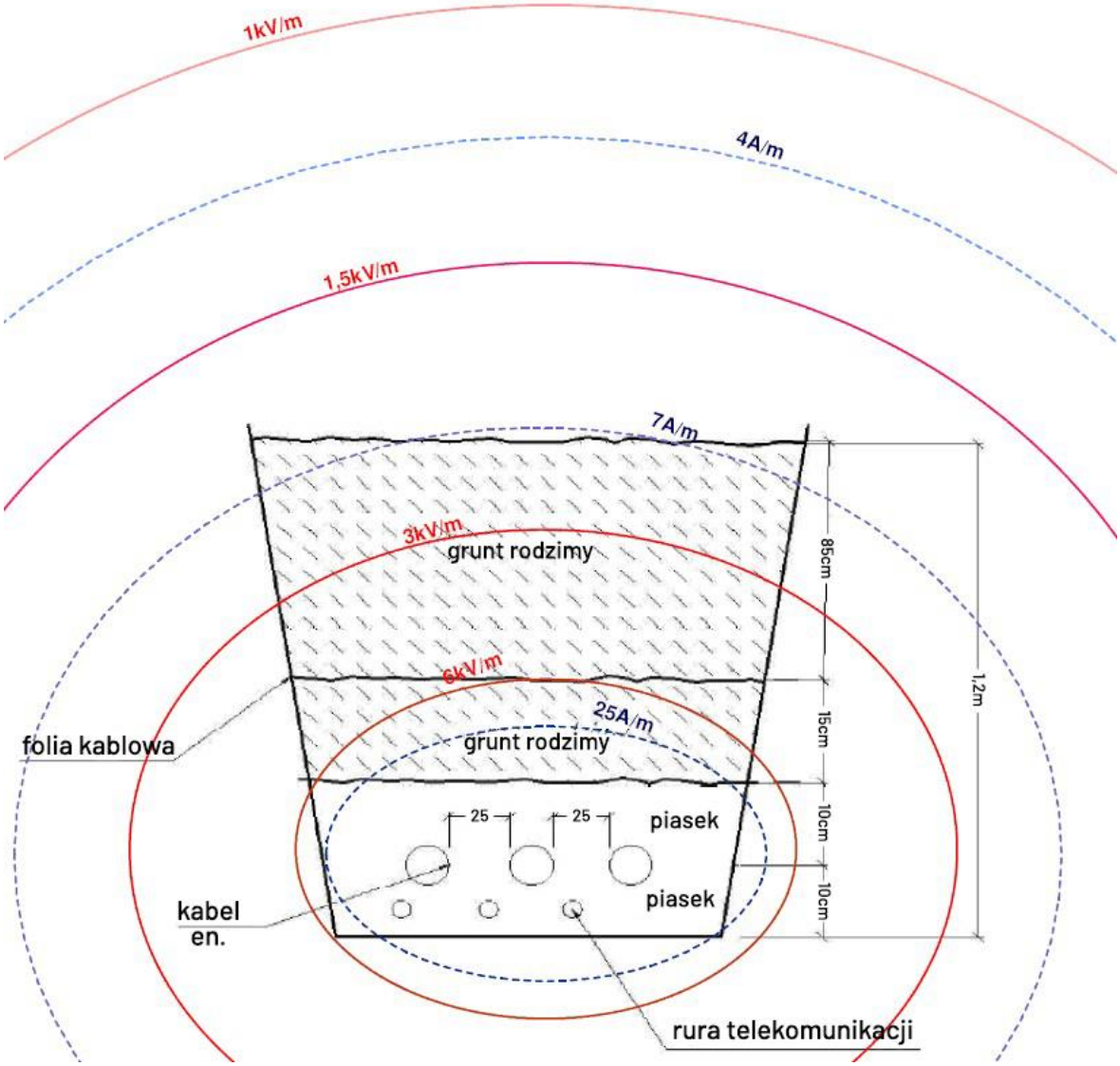
Podsumowując, należy stwierdzić, że turbiny wiatrowe wyposażone w urządzenia elektroenergetyczne, pracujące z częstotliwością 50 Hz (ELF – *extra low frequency*), nie stanowią zagrożenia dla środowiska, gdyż emitowane przez nie pola są wielokrotnie niższe od wartości natężeń pól dopuszczalnych przez polskie przepisy (Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r.[139]).

Drugim źródłem pola elektromagnetycznego o częstotliwości 50 Hz, związanym z układem elektroenergetycznym farm wiatrowych są kablowe linie elektroenergetyczne. Ich zadaniem jest dostarczenie energii wyprodukowanej w siłowniach wiatrowych do stacji elektroenergetycznej oraz do operatora sieci. Wewnątrz terenu farm planuje się budowę linii kablowych średniego napięcia. Są to linie najpowszechniej wykorzystywane w polskim systemie elektroenergetycznym. Kable sieci energetycznej są układane w wykopach, zgodnie z obowiązującymi w tym zakresie normami. Łącznie z kablami jest również układana teleinformatyczna sieć światłowodowa, niestanowiąca źródła jakiegokolwiek promieniowania elektromagnetycznego. Linie kablowe średniego napięcia generują pole elektromagnetyczne, którego poziom jest na tyle niski, iż nie zagraża w żaden sposób środowisku. Dopiero linie wysokiego napięcia powyżej 110 kV są zdolne do generowania pól elektromagnetycznych o poziomach mogących naruszać standardy jakości klimatu elektromagnetycznego. W przypadku typowych linii średniego napięcia poziom natężenia pola elektrycznego sięga do 0,6 kV/m. Typowe natężenie pola magnetycznego nie przekracza natomiast 4÷5 A/m (przy normie 60 A/m). Wyznaczony obliczeniowo rozkład pola elektromagnetycznego wokół linii kablowej 30 kV, którą płynie prąd o wartości 250 A (co odpowiada czterem turbinom wiatrowym o mocy 3 MW, pracujących z pełną mocą) przedstawiono na Rys. 1.21. Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń natężenie pola elektrycznego przy gruncie wyniesie ok. 2 kV/m nad samą linią kablową, natomiast na wysokości 1,8 m. przyjmie wartość ok. 0,9 kV/m. Są to wartości dużo niższe od dopuszczalnych, określonych dla terenów dostępnych dla ludności. W przypadku pola magnetycznego, natężenie nad samym gruntem nie powinno przekraczać 7 A/m, natomiast na wysokości 1,8 m – poniżej 3 A/m. Są to również wartości dużo niższe od dopuszczalnych

[138] Instrukcja Ruchu i Eksploatacji sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja – Operator Sieci, aktualizacja na 27.08.2020 r.

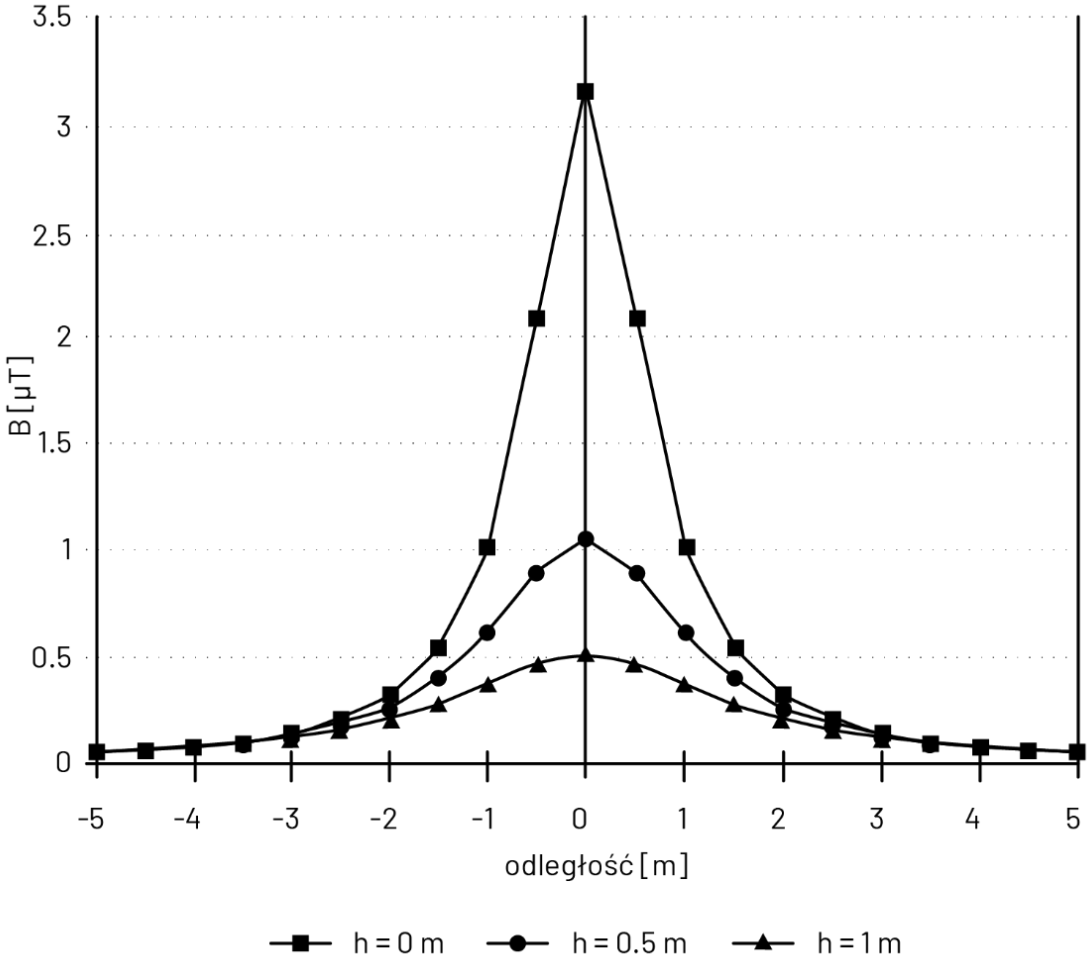
[139] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).

na terenach dostępnych dla ludności. Należy w szczególności zwrócić uwagę, że projektowana sieć kablowa farm wiatrowych lokalizowana jest poza obszarami mieszkalnymi, stąd też obecność ludzi w sąsiedztwie trasy linii energetycznych jest incydentalna. Natężenie pola elektrycznego i magnetycznego maleje bardzo szybko i w odległości kilku metrów od osi linii kablowej ma wartość bliską zeru – Rys. 1.21. Podsumowując, stwierdza się, iż sieć elektroenergetyczna średniego napięcia farm wiatrowych nie wpływa na pogorszenie jakości klimatu elektromagnetycznego środowiska jak też nie stanowi zagrożenia dla zdrowia i życia ludzi.



Rys. 1.21. Rozkład pola elektromagnetycznego nad przykładową linią kablową o napięciu 30 kV, która przepływa prąd o natężeniu 250 A, (kolorem czerwonym oznaczono izolinie pola elektrycznego, kolorem niebieskim – izolinie pola magnetycznego) wg[140]

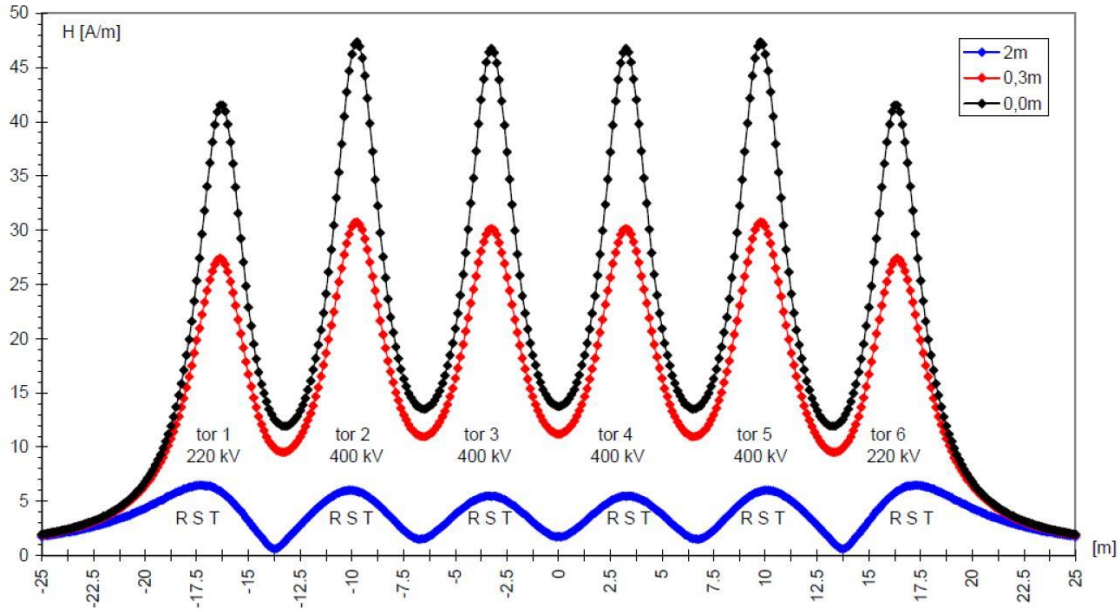
[140] Stiller J., Rakowska A., Grabowski A., *Kable i przewody (NN, SN, WN) . Oddziaływanie linii kablowych najwyższych napięć prądu przemiennego (AC) na środowisko*, Europejski Instytut Miedzi, 2006.



Rys. 1.22. Rozkłady indukcji magnetycznej w odległości od osi linii kablowej 20 kV, która płynie prąd 160 A (indukcja 3,5 µT odpowiada natężeniu pola magnetycznego 2,8 A/m) wg[141]

W niektórych publikacjach i na niektórych forach prognozuje się pesymistycznie tworzenie magistral kablowych średniego napięcia, którymi będzie doprowadzany do stacji wysokiego napięcia prąd z całej farmy, co w przypadku farmy o mocy 100 MW odpowiada wartości 2500 A. Nie jest to założenie realne, projektant nie zgrupuje wszystkich linii w jednej magistrali, zagrozi to bowiem niezawodności pracy farmy i będzie niezgodne z ekonomiką pracy sieci. Do GPZ stacji moc jest doprowadzona zawsze za pomocą kilku magistral. Gdyby nawet tak abstrakcyjne zgrupowanie linii kablowych miało miejsce, to warto zauważyć, że zbliżenie się do granicy 60 A/m zachodzi dopiero przy sześciu liniach kablowych 220 kV i 400 kV, którymi przepływa prąd o wartości ponad 8000 A (Rys. 1.23)[142].

[141] Keikko T., Isokorpi J., Reivonen S., Ruoho T., Korpinen L., *Magnetic field measurements and calculations with 20kV underground power cables*, Transaction on Modelling and Simulation 21, 1999.
[142] Stiller J., Rakowska A., Grabowski A., *Kable i przewody (NN, SN, WN). Oddziaływanie linii kablowych najwyższych napięć prądu przemiennego (AC) na środowisko*, Europejski Instytut Miedzi, 2006.



Rys. 1.23. Rozkłady natężenia pola magnetycznego w odległości od osi linii sześciotorowej kablowej 220 kV i 400 kV, która płynie łączny prąd 8200 A wg[143]

Dalszy przesył mocy z GPZ farmy do sieci krajowej, najczęściej o napięciu 110 kV, odbywa się za pomocą linii napowietrznej lub kablowej. Jej odziaływanie elektromagnetyczne wynika z rozporządzenia (Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r.[144] Rozporządzenie Ministra Środowiska z 30 października 2003 r.[145]) oraz odpowiednich norm, ale osiągnięcie poziomu znacznie poniżej wymagań określonych w przepisach nie sprawia trudności. Jedyny możliwy wpływ farm wiatrowych na dobra materialne osób trzecich dotyczy wpływu na transmisję fal radiowych, tj. na odbiór radiowych sygnałów teleinformatycznych lub odbiór programów radiowo-telewizyjnych. Bezprzewodowe systemy komunikacyjne wykorzystują fale radiowe do przekazywania informacji pomiędzy nadajnikiem a odbiornikiem. W niektórych przypadkach jest możliwe, że lokalizacja turbin wiatrowych może wpływać na odbiór tych informacji. Potencjalnie mogą wystąpić cztery różne mechanizmy wpływu farmy wiatrowej na system transmisji bezprzewodowej[146].

- interferencje elektromagnetyczne – mają miejsce wtedy, gdy generowane i emitowane przez siłownie wiatrowe promieniowanie elektromagnetyczne zawiera się w paśmie użytkowanym przez różne służby;

[143] Stiller J., Rakowska A., Grabowski A., *Kable i przewody (NN, SN, WN) . Oddziaływanie linii kablowych najwyższych napięć prądu przemiennego (AC) na środowisko*, Europejski Instytut Miedzi, 2006.
[144] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).
[145] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 listopada 2007 r. w sprawie zakresu i sposobu prowadzenia okresowych badań poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 12 listopada 2007 r., poz. 1645).
[146] Karpat E., Karpat F., *Electromagnetic compatibility (EMC) in wind turbines*, International Journal of Industrial Electronics and Electrical Engineering 4(6), 2016.

- efekt pola bliskiego – występuje, kiedy siłownie wiatrowe zlokalizowane są w bezpośrednim sąsiedztwie nadajników, a ich praca powoduje zmianę charakterystyki promieniowania nadajników;

- efekt dyfrakcyjny – występuje wówczas, gdy lokalizacja parku wiatrowego powoduje blokowanie fal radiowych na drodze do odbiornika, co w konsekwencji powoduje spadek mocy sygnału;

- efekt odbiciowy – występuje, kiedy fale radiowe są odbijane od powierzchni turbin wiatrowych.

Szczegółowej oceny powyższych odziaływań dokonuje PIR (Państwowa Inspekcja Radiowa) na podstawie przedstawionej dokumentacji projektowej.

1.4 Wibracje i drgania pochodzące od turbin wiatrowych

Ogólna definicja tego zjawiska została już przytoczona w części 1.1.2, na przykładzie „drgań akustycznych". Drgania o niskich częstotliwościach, na ogół do 100 Hz, rozprzestrzeniające się w ośrodkach stałych, nazywa się wibracjami lub drganiami mechanicznymi.

Turbina wiatrowa stanowi skomplikowany układ dynamiczny, składający się ze współpracujących ze sobą elementów. Podstawą pracy elektrowni wiatrowej jest powstawanie siły nośnej na powierzchni łopaty w wyniku opływającej ją strugi powietrza. W efekcie powodowany jest ruch wirnika. Nawet przy założeniu jednorodności strumienia wiatru działającego na wirnik, należy pamiętać o efekcie chwilowej utraty siły nośnej związanej z przechodzeniem łopaty w pobliżu wieży turbiny. W konsekwencji, wieża nośna turbiny o trzech łopatach będzie wzbudzana drganiami o częstości trzy razy większej od prędkości obrotowej wirnika. Drgania te, z kolei, przenoszone są na fundament, a następnie do gruntu. Dalsza ich propagacja w gruncie może być potencjalnie przekazywana na budynki i ludzi w nich przebywających.

Poniżej scharakteryzowano zagrożenia powodowane drganiami mechanicznymi (wibracjami) występującymi w środowisku, w otoczeniu turbin wiatrowych. Przy określaniu szkodliwości wibracji dla zdrowia człowieka oceniane są czas ich oddziaływania, częstotliwość drgań oraz ich amplituda. Szczególnie niebezpieczne dla człowieka są drgania o niskich częstotliwościach. Każda część ciała i każdy narząd charakteryzuje się częstotliwością drgań własnych. Jeżeli ta częstotliwość pokryje się z częstotliwością wibracji, może dojść do rezonansu, zwiększającego amplitudę drgań narządu. Jako wielkość określającą amplitudę drgań przyjmuje się ich przyspieszenie, wyrażane w m/s^2 lub prędkość drgań w m/s.

W Polsce nie ma określonych poziomów dopuszczalnych wibracji w środowisku. Ocenę szkodliwości drgań dokonuje się na podstawie dwóch norm PN-B-02170:2016–12[147] oraz

[147] PN-B-02170:2016–12, *Ocena szkodliwości drgań przekazywanych przez podłoże na budynki*, PKN, Warszawa, 2016.

PN-B-02171:2017[148]. Norma PN-B-02170:2016–12[149] dotyczy wpływu drgań przekazywanych przez podłoże na budynki, a wywołanych działalnością człowieka. Źródła tych drgań mogą znajdować się w obrębie budynków (na oddzielnych fundamentach) albo poza nimi. Zakres normy obejmuje zasady oceny wpływu wspomnianych drgań oraz zasady oceny ich wpływu na aparaturę wrażliwą na drgania, umieszczoną w budynkach. W normie podano wymagania dotyczące wykonywania pomiarów dynamicznych, których celem jest ocena wpływu drgań na budynki. Wykonanie oceny wpływu drgań na ludzi, odbieranego w sposób bierny, umożliwia norma PN-B-02171:2017[150]. Bierny odbiór występuje wtedy gdy człowiek poddany jest wibracjom, gdy nie obsługuje źródła drgań i nie ma bezpośredniego wpływu na pracę tego źródła.

Zgodnie z normą można określać następujące parametry drgań:

- wartość skuteczna przyspieszenia lub prędkości drgań, skorygowanych w dziedzinie częstotliwości,
- wartość skuteczna przyspieszenia lub prędkości drgań, w pasmach 1/3 oktawowych (tercjowych).

Ocenę wpływu drgań na ludzi prowadzi się dwiema alternatywnymi metodami: poprzez pomiar wartości skorygowanej przyspieszenia lub prędkości drgań w całym pasmie częstotliwości lub poprzez pomiar widma przyspieszenia lub prędkości drgań w pasmach 1/3 oktawowych. Pomiary i ocenę prowadzi się w trzech wzajemnie prostopadłych kierunkach **x**, **y**, **z**. Odrębnie dokonuje się oceny dla kierunków poziomych **x** i **y**, są to kierunki prostopadłe do kręgosłupa człowieka oraz kierunku pionowego **z** wzdłuż kręgosłupa.

Norma określa dopuszczalne wartości parametrów drgań zapewniających wymagany komfort, w różnych warunkach przebywania ludzi w pomieszczeniach mieszkalnych. Ocenie podlegają drgania w zakresie częstotliwości 1 Hz ÷ 80 Hz. Dla każdego pasma o częstotliwości środkowej f od 1 do 80 Hz, powinien zostać zachowany warunek $a \leq a_{dop}$, gdzie: a – wartość przyspieszenia zmierzona dla poszczególnych częstotliwości środkowych f, a_{dop}– wartość przyspieszenia dopuszczalna dla poszczególnych częstotliwości środkowych f.

Wartość dopuszczalną dla każdego pasma tercjowego określa się z warunku: $a_{dop(f)} \leq n \cdot a(f)$ gdzie: n – współczynnik, dla pomieszczeń mieszkalnych n = 4, w nocy, $a(f)$– wartość przyspieszenia dla progu odczuwalności człowieka zgodna z normą, dla każdej częstotliwości środkowej tercji f.

W tabeli (Tab. 1.18.) zestawiono dopuszczalne poziomy wibracji w budynkach mieszkalnych, oddalonych o kilkaset metrów od turbin wiatrowych, określone w sposób opisany wyżej oraz przykładowe wyniki wykonanych pomiarów własnych na fundamencie

[148] PN-B-02171:2017, *Ocena wpływu drgań na ludzi w budynkach*, PKN, Warszawa, 2017.
[149] PN-B-02170:2016–12, *Ocena szkodliwości drgań przekazywanych przez podłoże na budynki*, PKN, Warszawa, 2016.
[150] PN-B-02171:2017, *Ocena wpływu drgań na ludzi w budynkach*, PKN, Warszawa, 2017.

turbiny wiatrowej. Zarejestrowane poziomy wibracji w miejscu kontaktu fundamentu turbiny wiatrowej z gruntem były wielokrotnie niższe od poziomów dopuszczalnych, obowiązujących w budynkach mieszkalnych oddalonych o kilkaset metrów od wież turbin wiatrowych.

Tab. 1.18. Wyniki pomiarów drgań na fundamencie turbiny wiatrowej o mocy 2 MW

Częstotliwość środkowa pasma *f*, (Hz)	**Wartość dopuszczalna przyspieszenia (m/s^2) drgań Odbierana przez człowieka $a_{dop}(f)$**		**Zmierzona wartość skuteczna przyspieszenia (m/s^2) drgań $a(f)$**		
	Kierunek oceny		**Kierunek pomiaru**		
	Z	X i Y	Z	X	Y
1,0	0,0400	0,014,3	0,0031	0,0036	0,0040
1,25	0,0356	0,0143	0,0034	0,0054	0,0036
1,6	0,0316	0,0143	0,0035	0,0035	0,0030
2,0	0,0283	0,0143	0,0032	0,0031	0,0080
2,5	0,0253	0,0178	0,0020	0,0022	0,0031
3,15	0,0228	0,0228	0,0021	0,0037	0,0035
4,0	0,0200	0,0286	0,0049	0,0051	0,0037
5,0	0,0200	0,0357	0,0044	0,0049	0,0074
6,3	0,0200	0,0456	0,0025	0,0043	0,0032
8,0	0,0200	0,0572	0,0051	0,0039	0,0036
10,0	0,0250	0,0716	0,0046	0,0048	0,0031
12,5	0,0312	0,0900	0,0029	0,0027	0,0034
16,0	0,0400	0,1144	0,0098	0,0070	0,0051
20,0	0,0500	0,1428	0,0051	0,0045	0,0039
25,0	0,0624	0,1784	0,0101	0,0030	0,0075
31,5	0,0789	0,2256	0,0037	0,0052	0,0078
40,0	0,1000	0,2856	0,0232	0,0092	0,0088
50,0	0,1252	0,3572	0,0556	0,0117	0,0158
63,0	0,1576	0,4520	0,0136	0,0021	0,0031
80,0	0,2000	0,5720	0,0178	0,0069	0,0034

Podczas badań własnych oraz w opisach literaturowych nie znaleziono przypadku aby drgania przenoszone przez grunt, a pochodzące od pracy turbin wiatrowych, osiągały wartości przy najbliższej zabudowie mieszkalnej powyżej percepcji drganiowej człowieka. Powszechnie przyjmuje się, że drgania podłoża generowane przez turbiny wiatrowe są na tyle małe, że nie mogą być odczuwalne przez ludzi mieszkających w odległości większej niż 2 km od najbliższej turbiny wiatrowej[151]. W rzeczywistości jest wysoce nieprawdopodobne, aby wibracje przekazywane przez grunt były odczuwane przez osoby mieszkające w odległości powyżej 500 m od turbin wiatrowych.

Pojawiają się nieliczne prace naukowe w których sugeruje się zdolność fali wibracyjnej przekazywanej przez grunt do generowania znacznych poziomów infradźwięków[152]. Są też badacze którzy to podważają[153] i sugerują, że drgania rejestrowane na oknach elewacji

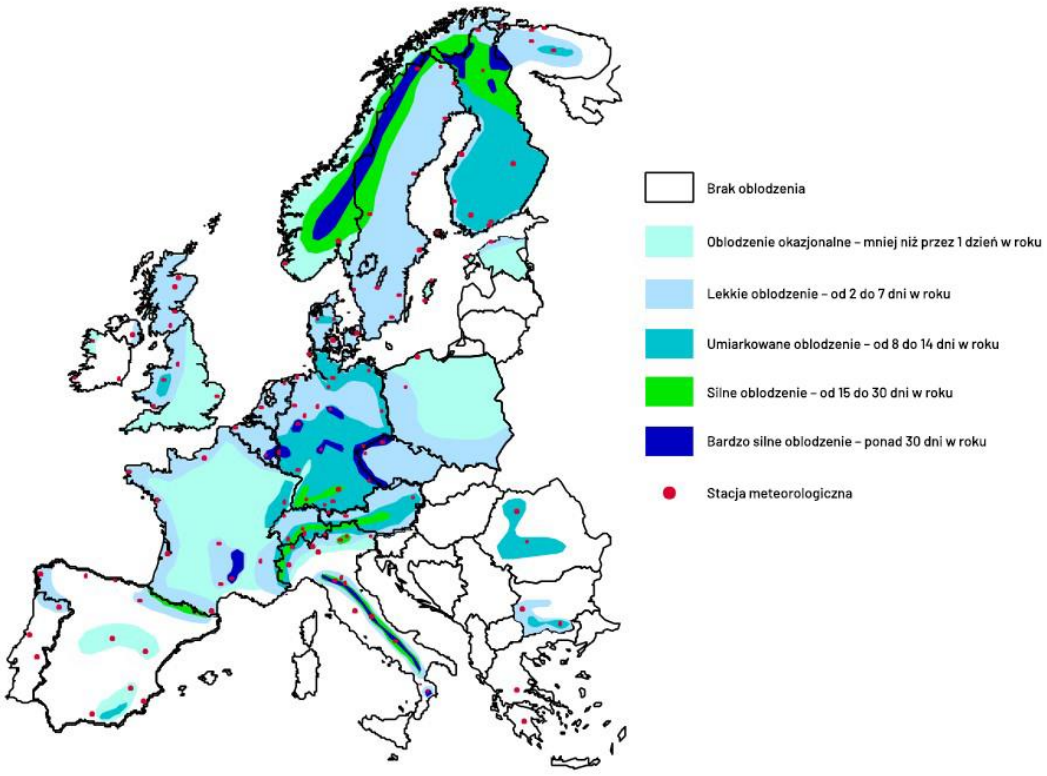
[151] Nguyen D.P., Hansen K.L., Zajamšek B., *Human perception of wind farm vibration*, Journal of Low Freq. Noise Vib. Active Control, 1–11, 2018.
[152] Gortsas T., Triantafyllidis T., Kudella P., Zieger T., Ritter J., *Low-frequency micro-seismic radiation by wind turbines and it's interaction with acoustic noise emission*, In Proceedings of the 7th International Conference onWind Turbine Noise, Rotterdam, Netherlands, 2017.
[153] Nguyen D.P., Hansen K.L., Zajamšek B., *Human perception of wind farm vibration*, Journal of Low Freq. Noise Vib. Active Control, 1–11, 2018.

budynku są dobrze skorelowane z charakterystyką akustyczną turbin wiatrowych. Uzasadnione są dalsze badania poziomów wibracji w budynkach mieszkalnych w pobliżu farm wiatrowych w celu ustalenia powodów występowania opisanych przypadków szczególnych.

1.5 Oddziaływanie mechaniczne – odłamki lodu i fragmenty łopat

1.5.1 Opis zjawisk, dotychczasowe obserwacje i zdarzenia

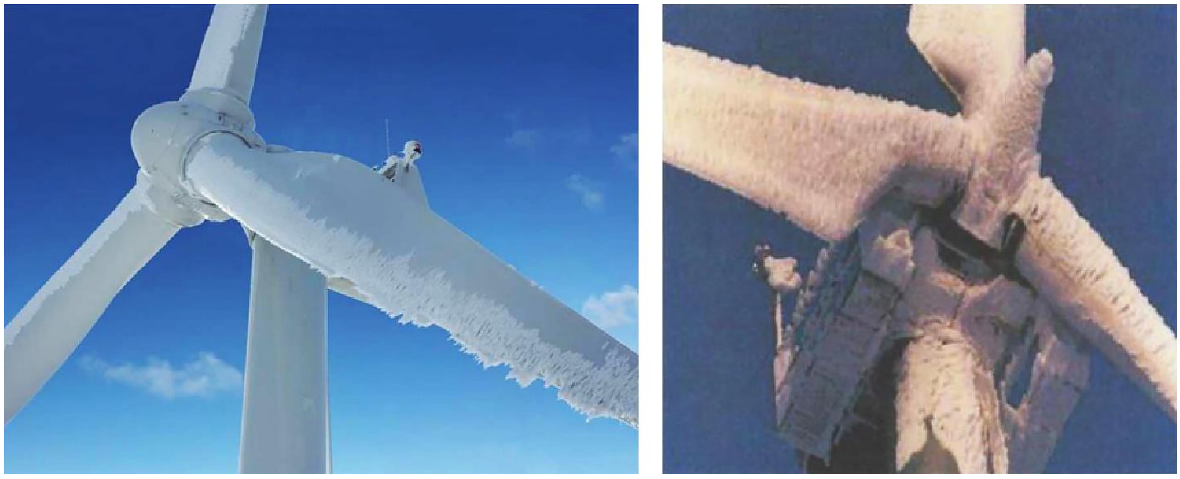
Odnosząc się do zagrożenia wynikającego z oblodzenia łopat wiatraka i odrywania się od nich kawałków lodu należy na wstępie przeanalizować sam mechanizm powstawania oblodzenia. Podczas formowania się pokrywy lodowej na profilu lotniczym, a takim jest łopata wirnika, szczególne znaczenie mają warunki otoczenia. Większość zanotowanych zdarzeń związanych z odrywaniem się kawałków lodu od łopat wiatraka miała miejsce w krajach, o zdecydowanie większej niż w Polsce liczbie dni, w których może wystąpić oblodzenie (Rys. 1.24). W Polsce liczba dni w ciągu roku, podczas których występują warunki pogodowe sprzyjające oblodzeniu łopat wirnika turbiny wiatrowej jest niewielka. Według raportu[154], na terenie Polski jest to mniej niż jeden dzień na rok lub w mniejszej części kraju 2÷7 dni w ciągu roku (Rys. 1.24).



Rys. 1.24. Częstotliwość występowania dni na terenie Europy, w których występuje oblodzenie konstrukcji[155]

[154] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO),* ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999.
[155] *Ibidem.*

Przechodząc do mechanizmu formowania się pokrywy lodowej na powierzchni płata łopaty, należy podkreślić, że najbardziej sprzyjające warunki do występowania tego zjawiska mają miejsce podczas postoju turbiny. Podczas pracy turbiny oblodzenie formuje się w największej ilości na krawędzi natarcia łopaty. W pozostałej części ma ono postać warstwową lub nie występuje, co można zauważyć na poniżej zamieszczonej fotografii (Rys. 1.25).

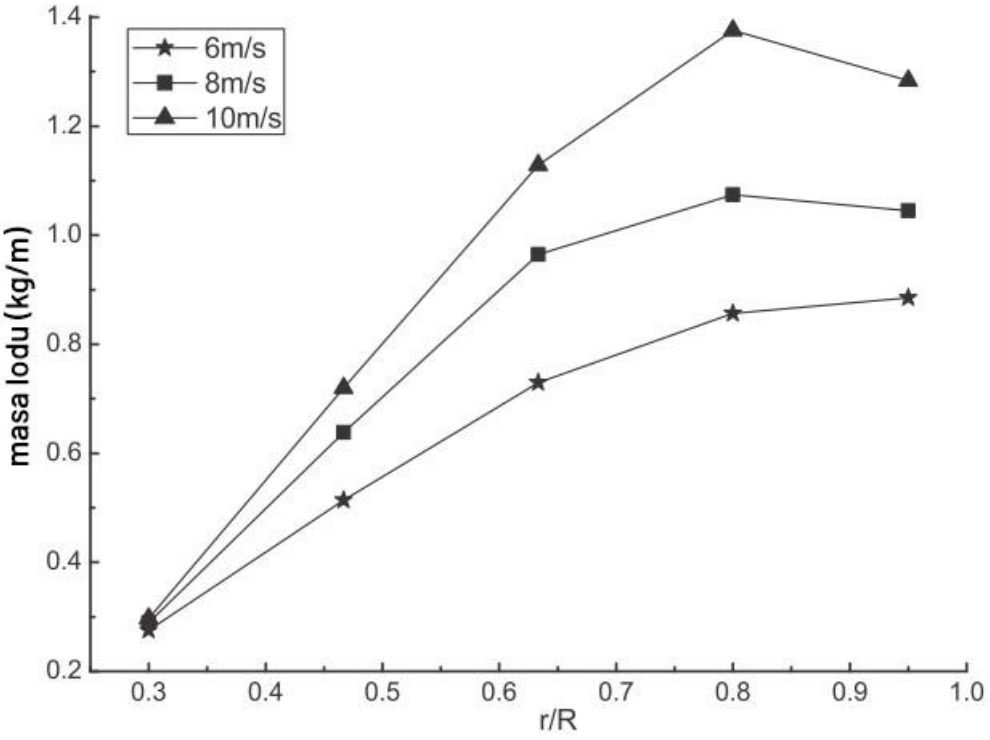


Rys. 1.25. Oblodzenie łopat turbiny wiatrowej (prawe zdjęcie przedstawia turbinę w stanie postoju)[156]

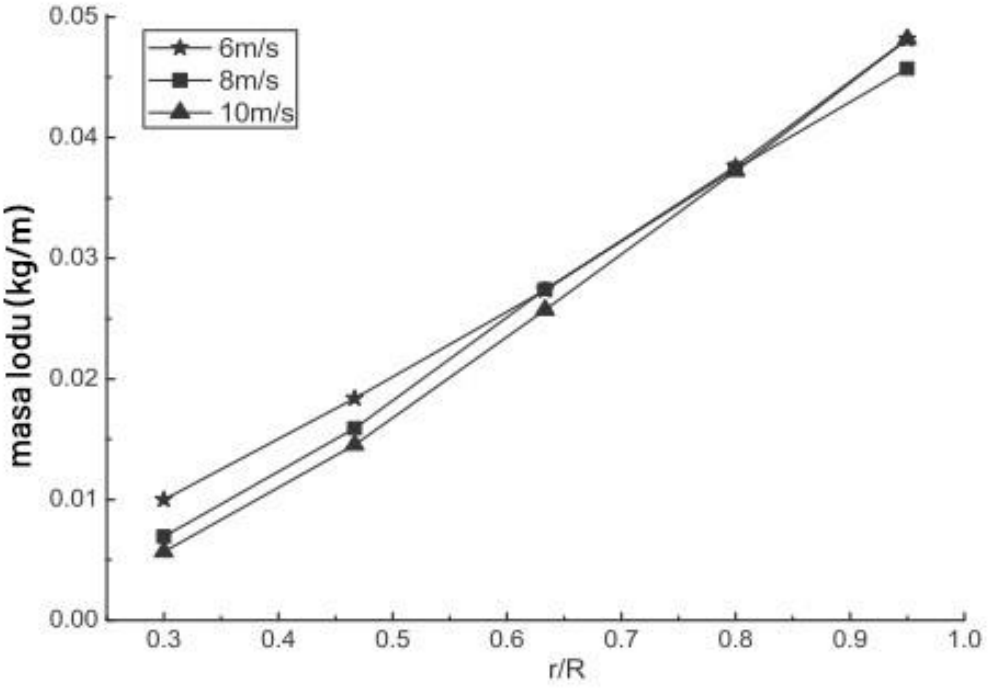
W pracy[157] przedstawiono szczegółowe rezultaty badań tego procesu. Wynika z nich, że maksymalna masa lodu zawiera się w zakresie od 0,3 do 1,5 kg/m długości łopaty i jest największa na jej końcu. Grubość nalotu wynosi natomiast od 1 do 5 cm i również jest największa na końcu łopaty. Przedstawiają to Rys. 1.26 i Rys. 1.27. Podobne wyniki zaprezentowano w pracy[158].

Nie jest zatem możliwe oderwanie się od łopaty elementów o dużej masie (na przykład 10 kg), jeżeli zgromadzone jest na niej maksymalnie 1,5 kg lodu na każdy metr. Oznacza to bowiem, że byłby to element o nieregularnym kształcie, długości ponad 6 metrów i współczynniku oporu powietrza C_X o wiele wyższym, niż dla regularnych kawałków w kształcie kuli czy sopla. Jest to oczywiście rozważanie czysto teoretyczne, ponieważ publikowane wyniki opisujące zdarzenia oderwania się kawałków lodu od łopat turbiny pokazują, że posiadały one mniejsze masy.

[156] Baring-Gould I., et al., *IEA wind recommended practice 13: wind energy in cold climates*, IEA Task-19, 2012.
[157] Hua L., Zhu X., Hua C., Chen J., Du Z., *Wind turbines ice distribution and load response under icing conditions*, Renew Energy 113, 608–19, 2017.
[158] Ibrahim G.M., Pope K., Muzychka Y.S., *Effects of blade design on ice accretion for horizontal axis wind turbines*, Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics 173, 39–52, 2018.



Rys. 1.26. Rozkład masy lodu na długości łopaty[159]



Rys. 1.27. Rozkład grubości warstwy lodu na długości łopaty w zależności od prędkości wiatru[160]

[159] Hua L., Zhu X., Hua C., Chen J., Du Z., *Wind turbines ice distribution and load response under icing conditions*, Renew Energy 113, 608–19, 2017.
[160] *Ibidem.*

Problem zagrożenia ze strony kawałków lodu odrywających się od łopat wiatraka od dawna jest przedmiotem ocen i analizy. Z uwagi na rozwój energetyki wiatrowej w krajach o warunkach pogodowych sprzyjających powstawaniu oblodzenia, przeprowadzono szereg obserwacji i doświadczeń dla obiektów istniejących. Ich wyniki można znaleźć między innymi w pracy[161]. W pracy tej zawarto wyniki pomiarów mas brył lodu oderwanych od łopat turbiny oraz ich zasięgów rzutu liczonych od wieży turbiny. Badania przeprowadzono w ekstremalnych warunkach oblodzeniowych (Alpy Szwajcarskie i obszar znajdujący się na wysokości 2300 m n.p.m). Obiektem badań była turbina Enercon E40 o mocy 600 kW, nie posiadająca systemów antyoblodzeniowych ani usuwania oblodzenia. Średnica wirnika to 44 m. Badania zostały przeprowadzone w ramach krajowego projektu badawczego „Alpine Test Site Gütsch", który dotyczył pomiarów i prognozowania oblodzenia tego typu konstrukcji. Był on prowadzony przez pracowników stacji meteorologicznej zlokalizowanej w bezpośrednim sąsiedztwie turbiny. W przeciągu lat 2005/06 i 06/07 zarejestrowano 121 fragmentów lodu o maksymalnej długości 100 cm i wadze do 1,8 kg. Największa odległość rzutu od turbiny to 92 m. Jednak tak duże odległości to tylko 5% wszystkich zdarzeń, co pokazano na Rys. 1.28. Rys. 1.29. przestawia natomiast względną częstotliwość odrywania się od łopat kawałków lodu o różnych masach. Z wykresu wynika, że w zdecydowanej większości były to kawałki o masie do 0,2 kg. Powyżej 0,5 kg to zaledwie 2÷3% wszystkich odłamków. Nie odnotowano również jednoznacznej zależności pomiędzy masą odłamka lodu, a odległością miejsca jego upadku od wieży turbiny.

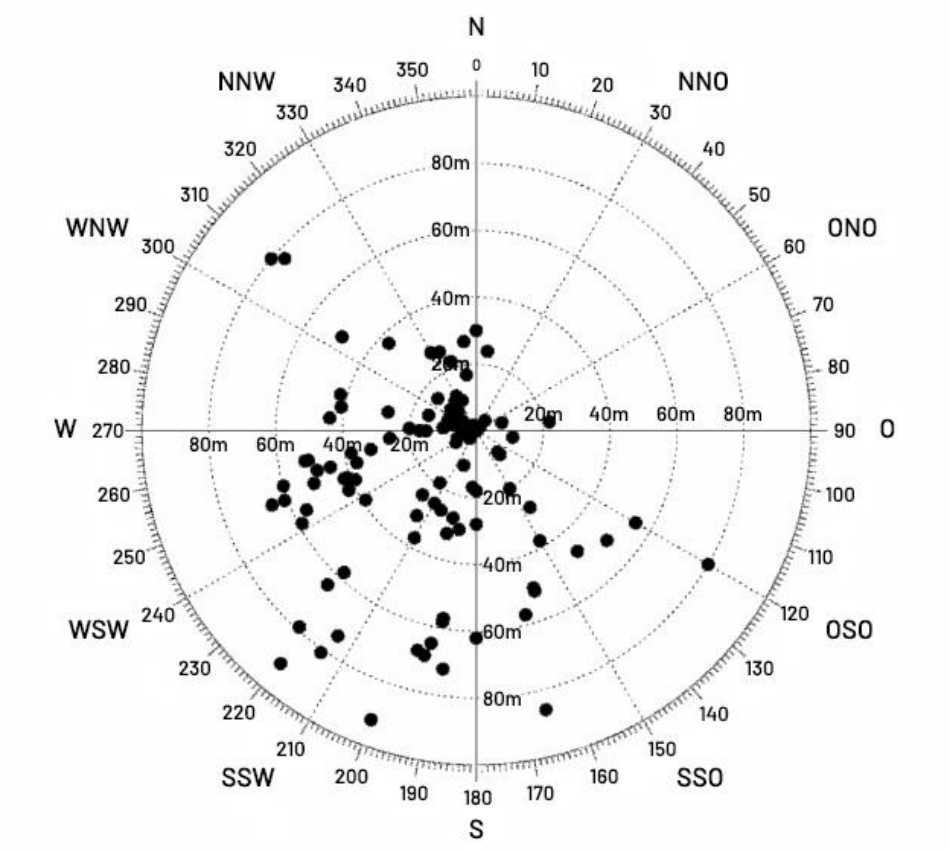
Zbliżone wyniki zaprezentowano w pracy[162].

W artykule[163] autor zauważa, że wieloletnie statystyki dokumentujące wypadki mające miejsce w energetyce wiatrowej odnotowały 34 przypadki, w których przyczyną szkód było oderwanie się kawałków lodu od wiatraka. Najdalszy przelot bryły lodu oderwanej od łopaty wiatraka wynosił 140 m od wieży turbiny.

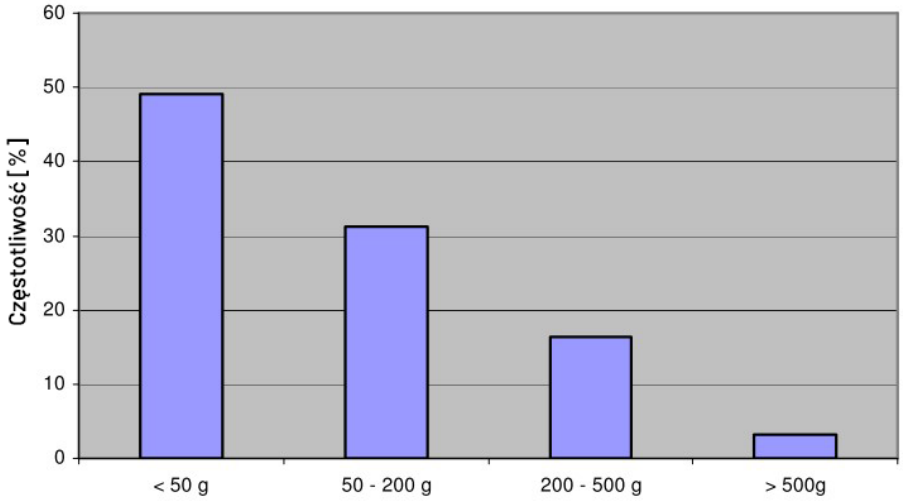
Niezależnie od poglądów na temat częstości występowania omawianego zjawiska, odległości rzutu odłamkami lodu i masy tych odłamków, problem definiowany w literaturze jako „*ice throw*" jest znaczącym problemem bezpiecznej eksploatacji farm wiatrowych. Należy jednak w tym miejscu zwrócić uwagę na kwestie semantyczne. W Polsce, w potocznym języku, często w odniesieniu do odpadających od łopat kawałków lodu używany jest termin „miotanie". Nie jest on właściwy, bo wiatrak nie jest „maszyną miotającą". Interpretacja językowa słowa „miotać" oznacza mocny rzut na dużą odległość. W sporcie takie rzuty uprawiają „miotacze". Nie można z góry uznawać, że odpadnięcie odłamka lodu jest takim właśnie rzutem (mocnym, na dużą odległość). Oczywiście ma tu znaczenie fakt, że ruch kołowy łopat wiatraka nadaje tym elementom pewną prędkość

[161] Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 3, 1588–92, 2014.
[162] Renström J., *Modelling of Ice Throws from Wind Turbines*, Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
[163] Bakoń T., *Zapobieganie i usuwanie oblodzenia w elektrowniach wiatrowych*, elektro.info 9, 2013. https://www.elektro.info.pl

początkową. Tłumacząc wprost z angielskiego termin „*ice throw*" można uznać, że turbina wiatrowa „rzuca lodem", nie należy jednak wprost stwierdzać, że nim „miota".



Rys. 1.28. Rozmieszczenie oderwanych kawałków lodu wokół turbiny[164]



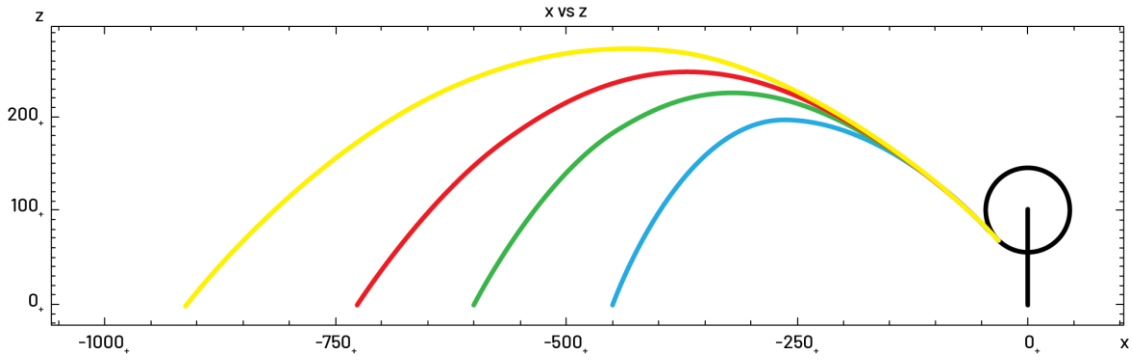
Rys. 1.29. Względną częstotliwość odrywania się kawałków lodu o różnych masach[165]

[164] Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 2007, 3, 1588–92, 2014.
[165] Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 2007, 3, 1588–92, 2014.

1.5.2 Ocena zasięgu rzutów odłamkami lodu

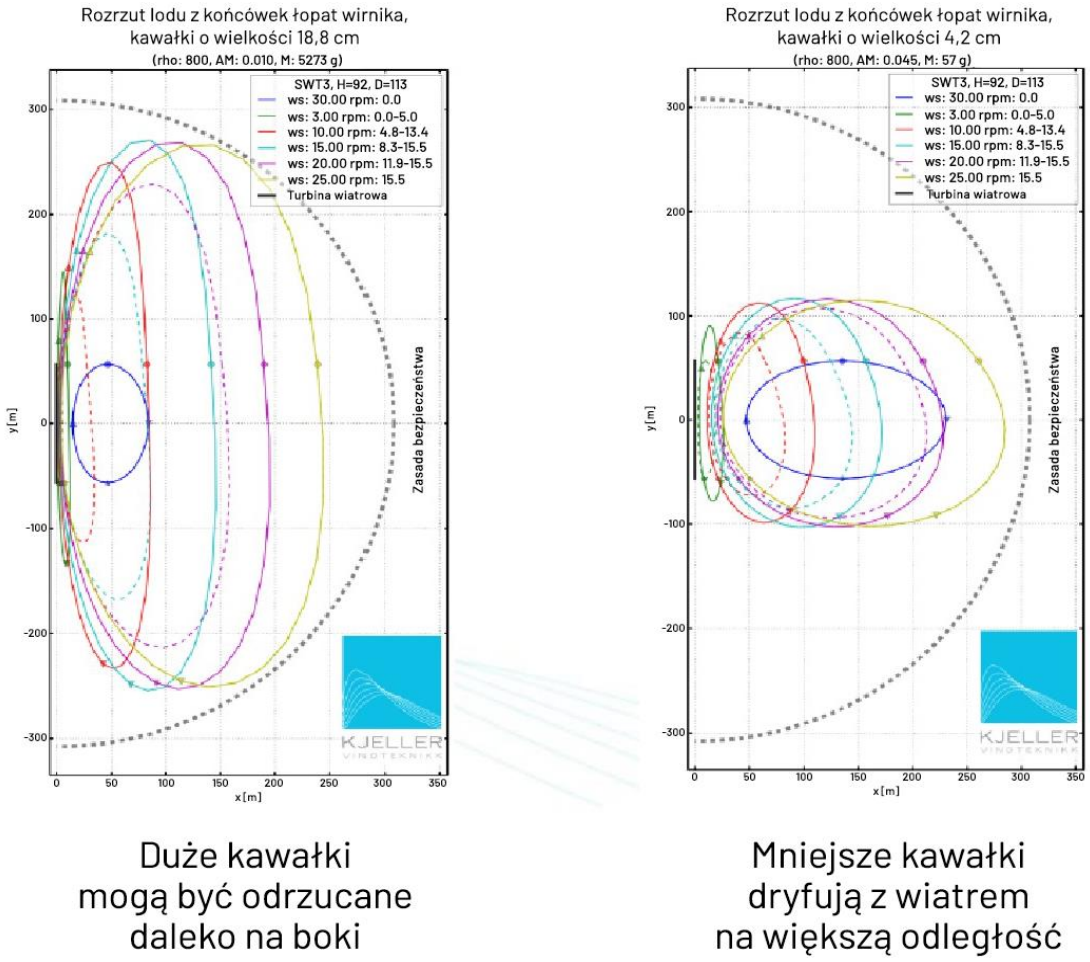
Od wielu lat przedmiotem analiz, zarówno specjalistów od mechaniki teoretycznej, jak też specjalistów bezpośrednio zajmujących się projektowaniem i budową wiatraków jest określenie maksymalnej odległości na jaką może być rzucony przez wiatrak odłamek lodowy. Wiąże się to bowiem w sposób oczywisty z bezpieczeństwem osób mogących znaleźć się w zasięgu takiego rzutu.

W sensie fizycznym lot odłamka lodu, który odpadnie od łopaty wiatraka może być traktowany w uproszczeniu jako rzut ukośny bryły o określonej masie, prędkości początkowej, oporze aerodynamicznym oraz kącie wyrzutu. Literatura zawiera opisy stosownych równań ruchu oraz ich rozwiązania prowadzące do symulacyjnie wyznaczonej trajektorii rzutu oraz, co najważniejsze, jego zasięgu. Jako przykładowe pozycje można wymienić: [166], [167], [168], [169], [170], [171]. Z wyjątkiem pracy[172] wyniki symulacyjnego wyznaczania zasięgu rzutu odłamkami lodowymi są do siebie zbliżone. Pomimo zróżnicowanego aparatu matematycznego i założeń, maksymalny uzyskany symulacyjnie zasięg rzutu dla odłamka lodowego nie przekracza 350 metrów. Przykładowe wyniki symulacji uzyskanych w wymienionych wyżej pracach pokazano na rysunkach poniżej (Rys. 1.30, Rys. 1.31 i Rys. 1.32.)



Rys. 1.30. Trajektorie sopli lodowych o masach 0,1 kg (kolor niebieski), 1 kg (kolor zielony), 10 kg (kolor czerwony), zasięg teoretyczny (kolor żółty) wg opracowania[173]

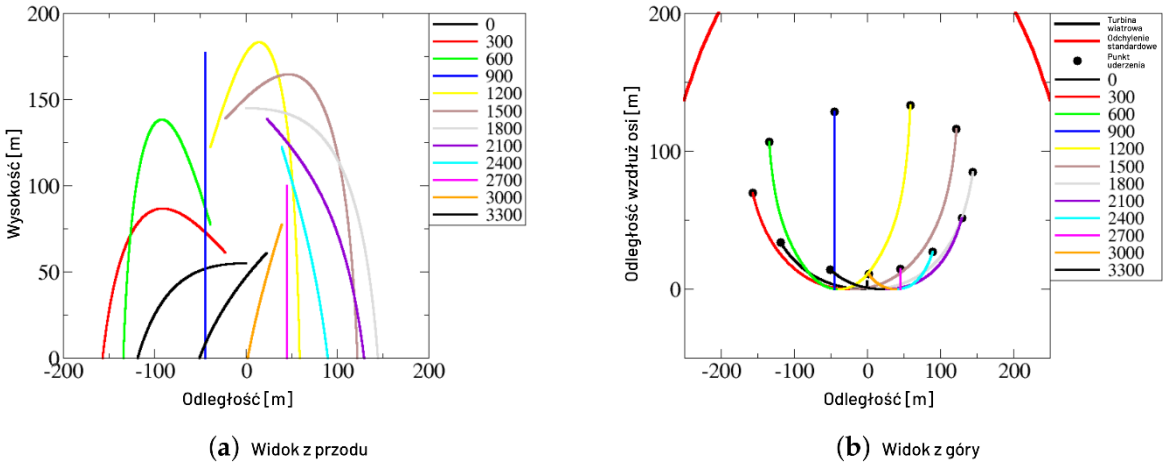
[166] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych,* Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf
[167] Bresden R.E., Drapalik M., But B., *Understanding and acknowledging the ice throw hazard – consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication*, Journal of Physics: Conference Series 926, 012001, 2017.
[168] Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., *Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines,* Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.
[169] Renström J., *Modelling of Ice Throws from Wind Turbines,* Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
[170] Seifert H., Westerhellweg A., Kroning J., *Risk analysis of ice throw from wind turbines,* Proceedings of the BOREAS, Pyha, Finland, 1–9, 2003.
[171] Lennie M., Pechlivanoglou G., Development of Ice Throw Model for Wind Turbine Simulation Software QBlade, AIAA Scitech 2019 Forum, 1–13, 2019.
[172] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych,* Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf
[173] *Ibidem.*



Rys. 1.31. Odległości rzutu odłamków lodowych dla różnych prędkości wiatru (zasięgi zawierają się wewnątrz koła o promieniu 330 m)[174].

W pracy[175] analizie poddano proces odrywania się lodu od łopat turbiny o mocy 3,3 MW i średnicy wirnika 120 m. Opracowano balistyczny model rzutu oderwanej bryły lodu. Maksymalna odległość rzutu to 239 m przy prędkości obwodowej łopaty 20 m/s na promieniu 55m i kącie wyrzutu 45°. Po uwzględnieniu prędkości wiatru dla warunków pogodowych w Szwecji uzyskano maksymalną odległość 350 m. Należy nadmienić, że autor cytowanej pracy[176] weryfikował swoje wyniki poprzez badania rzeczywistej farmy wiatrowej znajdującej się w północnej Szwecji. Odległości przedstawione w pracy[177] nie przekraczały 200 m, przy czym analizie poddano turbinę o wysokości masztu 100 m, a przyjęta masa odłamka lodu wynosiła 1 kg.

[174] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.
[175] Renström J., *Modelling of Ice Throws from Wind Turbines*, Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
[176] Renström J., *Modelling of Ice Throws from Wind Turbines*, Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
[177] Lennie M., Pechlivanoglou G., Development of Ice Throw Model for Wind Turbine Simulation Software QBlade, AIAA Scitech 2019 Forum, 1–13, 2019.



Rys. 1.32. Trajektorie lotu odłamków lodowych o masie 1 kg, dla różnych kątów oderwania od łopaty wirnika, zaawansowana analiza symulacyjna[178].

Najbardziej zaawansowane analitycznie obliczenia zasięgu rzutu przedstawiono w pracy[179]. Wyróżniają się one obliczeniami wykonywanymi dla 6 stopni swobody. Oznacza to uwzględnienie rotacji oderwanego od łopaty kawałka lodu. Także i w tych obliczeniach wyznaczone zasięgi rzutów nie przekraczają, dla turbin o wysokości wieży 100 m, dystansu 200 m.

Wspólną cechą wszystkich przedstawionych wyżej prac jest przywoływanie w nich formuły Seiferta[180], przedstawionej w 2003 r., określającej obszar wolny od zasięg rzutu odłamków lodu jako zewnętrze okręgu o wyrażonym w metrach promieniu:

$$R_s = 1{,}5 \cdot (H+D) \tag{6}$$

Praca Seiferta powstała jako podsumowanie projektu Wind Energy Production in Cold Climate opracowanego w roku 1999 przez Fiński Instytut Meteorologiczny[181] (*H* oznacza odległość od powierzchni ziemi do osi wirnika, *D* oznacza średnicę wirnika turbiny). Dla współczesnych turbin lądowych promień „bezpieczny" R_s wynosi zatem ok. 330 m. Wskazana wyżej formuła została opracowana jako wynik prac analitycznych oraz doświadczeń empirycznych autorów. Nie prezentują oni jednak dokładnego modelu matematycznego wykorzystanego do obliczeń. Charakterystyczny jest jednak fakt, że żadna z cytowanych wyżej prac (z wyjątkiem[182]) nie dyskredytuje wyników uzyskanych przez Seiferta oraz nie poddaje w wątpliwość słuszności formuły określającej promień bezpieczny R_s.

[178] Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., *Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines*, Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.
[179] *Ibidem.*
[180] Seifert H., Westerhellweg A., Kroning J., *Risk analysis of ice throw from wind turbines*, Proceedings of the BOREAS, Pyha, Finland 9–22, 1–9, 2003.
[181] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO)*, ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999.
[182] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych,* Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf

Warto też zauważyć, że cytowana wyżej praca oraz raport[183] podają formułę na zasięg rzutu odłamkami lodowymi przy zatrzymanym wiatraku. Zależy on liniowo od prędkości wiatru i przy prędkości 20 m/s sięga 200 m – jest więc znaczący.

Istotną rolę opiniotwórczą w zakresie problematyki mechanicznego oddziaływania turbin wiatrowych w stanie oblodzenia łopat ich awarii oraz pożaru, odegrało w latach 2012 – 2016 opracowanie prof. G. Pojmańskiego[184]. Także obecnie jest ono łatwo identyfikowane w zasobach Internetu.

We wstępie do opracowania prof. Pojmańskiego znalazło się szereg słusznych spostrzeżeń. Dotyczyły one umiejscowienia turbin wiatrowych w „pustce prawnej", z punktu widzenia oceny ich stanu technicznego i kontroli bezpieczeństwa pracy.

Zasadnicze tezy omawianego opracowania dotyczą zasięgu rzutów odłamkami lodu oraz częściami łopat turbin, które uległy awarii. Tak jak wskazano w przedstawionych wyżej rozważaniach szereg artykułów i raportów określa zasięg tych rzutów na odległość nie przekraczającą 350 m, przy czym podawane wyniki dotyczą zarówno analiz symulacyjnych jak też długotrwałych obserwacji obiektów rzeczywistych[185],[186],[187],[188],[189],[190],[191],[192],[193],[194].

Zasięgi rzutów w opracowaniu prof. Pojmańskiego przekraczają wskazaną wyżej odległość co najmniej dwukrotnie. Najogólniej biorąc przyczyną uzyskania takich wyników są przyjęte w omawianym opracowaniu założenia oraz zbyt uproszczony model symulacyjny. Przed przystąpieniem do bardziej szczegółowego przedstawienia zastrzeżeń w tym zakresie,

[183] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO)*, ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999.
[184] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych,* Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf
[185] Seifert H., Westerhellweg A., Kroning J., *Risk analysis of ice throw from wind turbines*, Proceedings of the BOREAS, Pyha, Finland 9–22, 1–9, 2003.
[186] Bresden R.E., Drapalik M., But B., *Understanding and acknowledging the ice throw hazard – consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication*, Journal of Physics: Conference Series 926, 012001, 2017.
[187] Renström J., *Modelling of Ice Throws from Wind Turbines*, Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
[188] Lennie M., Pechlivanoglou G., *Development of Ice Throw Model for Wind Turbine Simulation Software QBlade*, AIAA Scitech 2019 Forum, 1–13, 2019.
[189] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO),* ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999
[190] Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 2007, 3, 1588–92, 2014.
[191] Carlsson V., *Measuring routines of ice accretion for wind turbine applications. The correlation between production losses and detection of ice*, WINTERWIND 2011, https://windren.se/WW2011/32_Skekraft_Carlsson_icing_production.pdf
[192] Hua L., Zhu X., Hua C., Chen J., Du Z., *Wind turbines ice distribution and load response under icing conditions*, Renew Energy 113, 608–19, 2017.
[193] Shohag M.A.S., Hammel E.H., Olawale D.O., Okoli O.I., *Damage mitigation techniques in wind turbine blades: A review*, Wind Engineering 41(3), 185–210, 2017.
[194] Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., *Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines*, Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.

należy wnieść uwagi, co do zastosowanej w opracowaniu metodyki badawczej przedstawione poniżej.

- Autor omawianego opracowania przedstawia turbinę wiatrową jako układ mechaniczny, którego przeznaczeniem jest miotanie bryłami lodu i fragmentami łopat. Prof. Pojmański wsparł swoje rozważania stosownym słownictwem balistycznym: „*… dowolna masa odrywająca się od końcówki łopaty staje się pociskiem*", „*…może szybować*", „*…. ciskanie kawałkami lodu*", „*wystrzelony odłamek*", wzmacniając tezę o niezwykle dalekich odległościach i zasięgach osiąganych przez odłamki lodu i fragmenty konstrukcji turbiny. Zacytowane sformułowania, u czytelnika któremu obce są zasady mechaniki, wprowadzają u Czytelnika poczucie zagrożenia. Tym samym opracowanie naukowe prezentowane jest na przygotowanym „podkładzie" emocjonalnym, co nie jest podejściem właściwym.

- Powszechnie uważa się, że w naukach inżynierskich i ścisłych podstawową metodą weryfikacji hipotez teoretycznych jest doświadczalne sprawdzenie ich słuszności w warunkach rzeczywistych. W chwili powstawania opracowania (prawdopodobnie rok 2012) na świecie pracowało już wiele tysięcy turbin wiatrowych o łącznej mocy blisko 200 000 MW[195]. Jak wspomniano wyżej problem zasięgu rzutu odłamków lodowych był weryfikowany poprzez pomiary i obserwacje[196],[197]. Tymczasem prof. Pojmański odwrócił rangę dowodową dociekań empirycznych pisząc: „*Często przytaczana jest opinia, że większość wyrzucanych odłamków spada w pobliżu turbiny. Symulacje pokazują, że to nieprawda. Ze względu na specyfikę krzywej balistycznej znaczna część przypadkowo wystrzeliwanych odłamków ląduje w pobliżu zasięgu maksymalnego*". Z punktu widzenia metodyki pracy badawczej jest to podejście zdumiewające – doświadczenie empiryczne obejmujące dużą próbę badawczą zostaje zanegowane, ponieważ nie odpowiada wynikom teoretycznych symulacji na uproszczonym modelu.

- W podobny sposób prof. Pojmański komentuje brak zgodności swoich wyników z rzeczywistymi obserwacjami. Odnosząc się do uwagi, że tak daleko (jak wskazuje Autor) nie znajdywano odłamków lodu, stwierdza On „*…. że ich tam prawdopodobnie nie szukano*". Komentarz autorów opracowania jest analogiczny jak w punkcie powyżej.

- Tezy stawiane w opracowania naukowych powinny bazować na prawdziwych założeniach. Niestety w omawianym opracowaniu nie wszystkie założenia taki warunek spełniają. Informacja o tym, że 90% instalowanych w Polsce wiatraków pochodzi z repoweringu niemieckiego nie jest prawdziwa (i nie była kilka lat temu).

[195] Network Code, *Requirements for Generation*, UE 2016/631.
[196] Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO)*, ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999.
[197] Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 2007, 3, 1588–92, 2014.

Według danych Urzędu Regulacji Energetyki przekazywanych do PSEW jest to obecnie (na 6000 MW) co najwyżej 15%. Liczba ta wkrótce zmaleje do zera, ponieważ używane turbiny nie są kwalifikowane do postępowania aukcyjnego, nie spełniają też wymagań technicznych zawartych w rozporządzeniu RfG[198]. Awaryjność łopat na poziomie 10^{-2} podana przez Autora, jest kilkadziesiąt razy zawyżona, według danych pokazanych w dalszych rozdziałach w rzeczywistości zbliża się ona do wartości 10^{-4}. Ta różnica ma fundamentalne znaczenie w ocenie ryzyka wypadków związanych z destrukcją łopat turbin.

Jak wskazano w rozdziale 1.5 lód na łopacie podlega rozkładowi według zależności 1,5 kg/m. Tym samym podane w opracowaniu prof. Pojmańskiego najgroźniejsze zasięgi rzutów (bryła 10 kg – 550 m, sopel 10 kg – 750 m) wyznaczone są dla obiektów, które w rzeczywistości nie powstaną (sopel miałby 6 m długości). Uzyskanie prędkości startowej odłamka v_0 równej prędkości końcówki łopaty (np. 300 km/h) jest niemożliwe, ponieważ odpadanie lodu następuje głównie podczas rozruchu wiatraka, a silnie oblodzone łopaty nie pozwalają na osiągnięcie prędkości znamionowych nawet przy sprzyjającym wietrze. Aby odłamkowi nadać prędkość liniową równą końcówce łopaty, należałoby skonstruować specjalny mechanizm uwalniający odłamek, tak jak to czyniono w przypadku maszyn oblężniczych w czasach starożytnych i w średniowieczu. Uproszczony sposób uwzględnienia mechanizmu uwalniania odłamka lodu oraz oporu powietrza i siły nośnej mogą ostatecznie tłumaczyć fakt, dlaczego uzyskanie w omawianym opracowaniu wyniki nie odpowiadają wynikom i pomiarom przedstawionym we wskazanej wyżej literaturze. Wobec negowania przez prof. Pojmańskiego wiarygodności obserwacji obiektów rzeczywistych, należałoby przedstawić w szczególności wydaną w 2019 r. pracę badaczy specjalizujących się w mechanice płynów[199], podających maksymalne zasięgi rzutu na poziomie 200 m i nie negujących formuły Seiferta[200].

1.6 Poważne awarie, katastrofy i pożary

Krańcowym przypadkiem uszkodzenia mechanicznego turbiny wiatrowej jest katastrofa budowlana polegająca na całkowitym wywróceniu się lub złamaniu konstrukcji jej wieży – Rys. 1.33. Przypadki takie są uznawane za spektakularne i rzadkie, dlatego też podlegają dokumentacji filmowej – https://www.youtube.com/watch?v=OXdXYPzSN7YW. W pewnej części mogą być one konsekwencją błędu w sztuce budowlanej i następują podczas budowy turbiny. Prawdopodobieństwo wystąpienia tego typu katastrof w wyniku odziaływania środowiskowego (wstrząsy sejsmiczne, temperatura, wody podziemne) dla jednostek nowych zbudowanych zgodnie z zasadami sztuki budowlanej jest niskie[201].

[198] Network Code, *Requirements for Generation*, UE 2016/631.
[199] Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., *Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines*, Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.
[200] Seifert H., Westerhellweg A., Kroning J., *Risk analysis of ice throw from wind turbines*, Proceedings of the BOREAS, Pyha, Finland 9–22, 1–9, 2003.
[201] *Wind turbine accident and incident compilation*, 2020, http://www.caithnesswindfarms.co.uk/

Zgodnie z wymaganiami zawartymi w PN-EN 1990: 2004/NA: 2010, wiatraki budowane są w ten sposób, aby ryzyko katastrofy było na poziomie mniejszym niż 4 $x10^{-5}$.

Istotne niebezpieczeństwo może wprowadzać parcie huraganowego wiatru na wieżę turbiny i jej łopaty. Awaria systemu hamowania łopat, może doprowadzić do znacznego przekroczenia prędkości znamionowej turbiny, a w konsekwencji do złamania łopaty lub jej fragmentu. Złamanie łopaty i powstające w rezultacie oscylacje momentów sił oraz nadmiernie wysokie naprężenia mogą doprowadzić do zawalenia się całej konstrukcji turbiny.



Rys. 1.33. Katastrofa konstrukcji wieży turbiny wiatrowej – materiały PSEW.

Tym samym, za element decydujący o bezpiecznej pracy turbiny wiatrowej są uznawane jej łopaty. Łopaty turbiny są elementami pośredniczącymi w przekazie energii od przepływającego czynnika roboczego (wiatru) poprzez wał do generatora. Łopaty ze względu na istotną rolę w funkcjonowaniu turbiny wiatrowej zaliczane są do jej najważniejszych elementów. Od ich wytrzymałości i trwałości zależy bezpieczeństwo pracy całego układu. Zniszczenie łopat jest bardzo często równoważne zniszczeniu całej turbiny. Obciążenie łopat turbin o osiowym przepływie czynnika roboczego można usystematyzować następująco:

- obciążenie wynikające z przepływu czynnika roboczego (wiatru),
- obciążenie masowe.

Pierwsza grupa obciążeń wywołana jest statycznym i dynamicznym działaniem przepływającego czynnika na powierzchnię łopaty. Obciążenia masowe powstają na skutek ruchu obrotowego mas łopat i elementów z nimi związanych oraz sił wywołanych drganiami sprężystymi łopat i całego wirnika. Obciążenie masowe (odśrodkowe) oraz aerodynamiczne

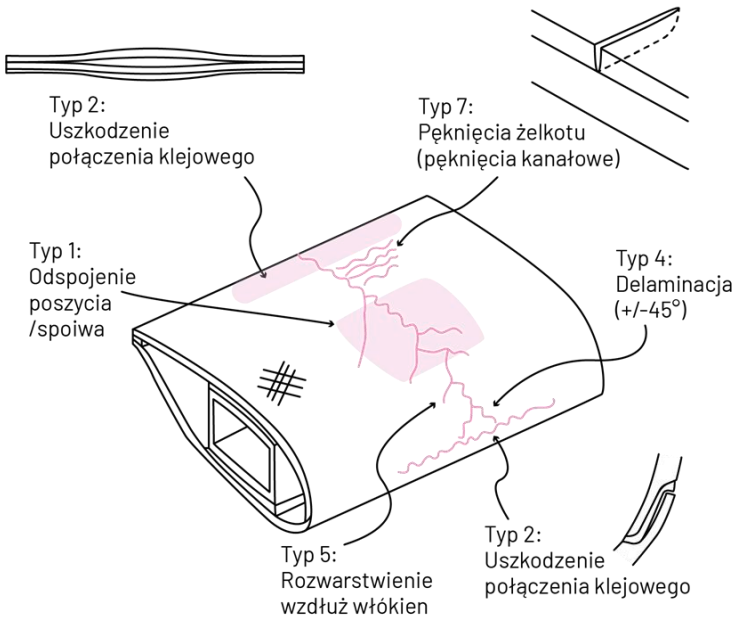
łopaty, można rozpatrywać w trzech płaszczyznach, w których występują obciążenia gnące oraz skręcające. Obciążenia zginające i skręcające mogą występować, gdyż środek parcia aerodynamicznego nie pokrywa się z osią sztywności łopaty przekroju podstawowego.

Podczas pracy, w łopatach turbin osiowych powstają następujące naprężenia[202], [203]:

- rozciągające, wywołane siłami odśrodkowymi wirujących mas łopaty,
- gnące od działania naporu czynnika na część profilową,
- gnące od sił odśrodkowych wirującej masy łopaty,
- styczne od działania momentów skręcających sił wywołanych działaniem czynnika przepływającego,
- styczne od działania momentów skręcających sił masowych łopaty,
- gnące wywołane drganiami poprzecznymi łopaty,
- styczne od drgań skrętnych części roboczej łopaty.

Skutki złamania łopaty wiatraka oraz proces jej degradacji pokazano na rysunkach poniżej (Rys. 1.34).

a



[202] Lipka J., *Wytrzymałość maszyn wirnikowych,*WNT, Warszawa, 1967.
[203] Szczeciński S. *Zespoły wirnikowe silników turbinowych*, WKIŁ, Warszawa, 1982.

b



c



Rys. 1.34. Uszkodzenia łopat wirników wiatraków według[204] a) możliwe mechanizmy rozwoju uszkodzenia, b) odłamana cześć łopaty na farmie wiatrowej Korsze, c) postępujące uszkodzenia łopaty turbiny wiatrowej (Polska, 2012, materiały PSEW)

Łopata wiatraka ma określoną długość części roboczej, która znajduje się pod działaniem sił odśrodkowych. Siła odśrodkowa odgrywa bardzo ważną rolę w kształtowaniu toru lotu części łopat odłamanych z wirnika turbiny wiatrowej. W rzeczywistości oderwany fragment łopaty nie przyjmuje toru stycznego do okręgu o promieniu, na którym się znajdował. Przykładowy tor lotu oderwanych fragmentów łopat wirnika turbiny można zaobserwować na klatkach filmu pokazujących awarię o charakterze katastrofalnym – Rys. 1.35

[204] Shohag M.A.S., Hammel E.H., Olawale D.O., Okoli O.I. *Damage mitigation techniques in wind turbine blades: A review*, Wind Engineering 41(3), 185–210, 2017.

i Rys. 1.36 (kierunek obrotu wirnika w obu przypadkach jest zgodny z ruchem wskazówek zegara). Na zdjęciach widoczny jest wpływ sił aerodynamicznych (oporu aerodynamicznego) podczas odrywania łopaty (stopniowo uwalnianej, w wyniku procesu niszczenia jej konstrukcji i utraty spoistości materiału, z którego jest wykonana) oraz promieniowy (pod wpływem siły odśrodkowej) rozrzut elementów opadających pod wpływem siły ciężkości. Łopaty na skutek oporów aerodynamicznych, po oderwaniu od jednej z nich uszkodzonego fragmentu, bardzo szybko wyhamowują (odchylają się w stronę przeciwną do kierunku obrotu). Przy tego typu zagadnieniach należy pamiętać o specyfice pracy wirnika turbiny (wirnik nie jest napędzany, a wprost przeciwnie to on napędza generator odbierając energię kinetyczną z wiatru), nie jest więc w stanie utrzymywać prędkości po uszkodzeniu łopaty (lub łopat). Tym samym destrukcja łopat wiąże się z gwałtownym zmniejszeniem prędkości obrotowej wiatraka i zasięg rzutu odłamkami łopat się zmniejsza.

W omawianym w rozdziale 1.5 opracowaniu prof. Pojmańskiego[205] założono, że „*W przypadku rzutu elementem oderwanym od turbiny warunki brzegowe określone są przez prędkość początkową v0 i punkt oderwania elementu x0* (*początkowe wektory prędkości i położenia elementu*)*, prędkość wiatru oraz kształt i rozkład masy w elemencie. Na element działa siła grawitacji Fg oraz siła aerodynamiczna RA, której składowe – siła oporu RD i siła nośna RL zależą od orientacji elementu względem chwilowego wektora prędkości v.*”. W fizyce bardzo często kinematyka i dynamika obiektów rozpatrywana jest w warunkach, gdy ich ruch nie jest zakłócany. Dzięki takim założeniom, otrzymuje się przejrzyste formuły opisujące ten ruch. Niestety, jeśli próbuje się wzory te zastosować w odniesieniu do praktyki, wyniki obliczeń symulacyjnych znacznie odbiegają od wyników rzeczywistych.

Powszechnie rozumianym przykładem może być trajektoria lotu piłki tenisowej lub futbolowej. Próba wyznaczenia ich trajektorii na podstawie masy, prędkości początkowej i siły oporu, nie odpowiada trajektorii rzeczywistej, dla której zasadnicze znaczenie ma rotacja nadawana piłce celowo przez zawodnika jak też oddziaływanie wiatru. Im wyższa klasa zawodnika tym bardziej rotacja jest nadawana piłce w bardziej finezyjny sposób i tym bardziej próby analitycznego modelowania lotu piłki są złożone i trudne.

Dlatego też zagadnienie oderwania łopaty lub jej części (jak również oderwanie się kawałka lodu) nie mogą być traktowane jako klasyczny rzut ukośny z uwzględnieniem oporu powietrza. Model obliczeniowy przedstawiony w opracowaniu[206] nie odzwierciedla rzeczywistych warunków mających miejsce podczas awarii turbiny. Jest on zastosowany błędnie i istotnie odbiega od rzeczywistego toru lotu analizowanego elementu. Zrozumiałe jest to, że obliczenia (poprawne w sensie opisu matematycznego rzutu ukośnego) przeprowadzono dla ekstremalnych warunków. Na zawyżenie wartości nawet skrajnych odległości rzutu obliczonych w[207] ma natomiast wpływ wiele czynników. W sposób niewłaściwy zostały uwzględnione współczynniki siły oporu „rzucanych” elementów.

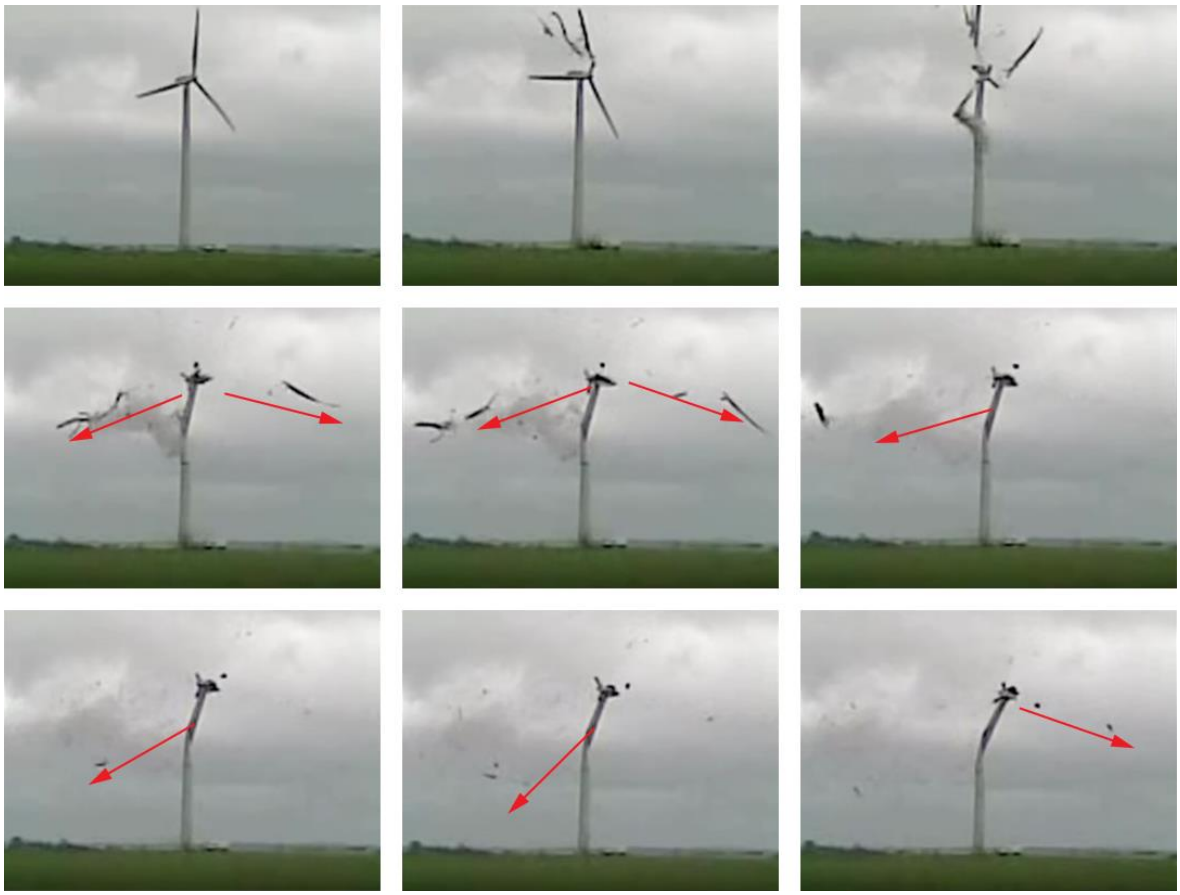
[205] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych*, Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf
[206] *Ibidem.*
[207] *Ibidem.*

W opracowaniu są one dobrane w sposób uproszczony i nie uwzględniają ich rzeczywistych kształtów, które mają dużo gorsze właściwości aerodynamiczne, jeżeli chodzi o wybrane modele geometryczne kawałków lodu. Celem uzyskania rzetelnych wyników nie można zakładać, że odrywane elementy mają kształt kuli lub sopla. Istnieją obecnie zaawansowane narzędzia, które umożliwiają symulację oblodzenia łopat. W oparciu o nie można zbadać kształt elementów oraz wyznaczyć ich współczynniki aerodynamiczne. Próbę takich zaawansowanych symulacji podjęto w [208].

Udokumentowane na filmach przypadki destrukcji łopat wirnika turbiny wyraźnie wskazują na udział w ruchu komponenty odśrodkowej, co jest oczywiste, mając na uwadze bardzo silne naprężenie wewnętrzne łopat. Tym samym model przyjęty w omawiamy opracowaniu w zakresie przewidywanego zasięgu uszkodzonych fragmentów łopat daje wyniki wysoce zawyżone.

Prognozowane przez prof. Pojmańskiego w [209] zasięgi lotu fragmentów łopat uszkodzonych w wyniku awarii układu hamulców turbiny (do 2 km) lub w wyniku pożaru ze wsparciem termicznej siły nośnej (dziesięciokrotność wysokości wieży) nie znajdują potwierdzenia ani w dostępnych studiach teoretycznych, ani w dokumentacji stanów awaryjnych realnie istniejących turbin wiatrowych.

[208] Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., *Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines*, Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.
[209] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych*, Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf



Rys. 1.35. Przypadek awarii katastrofalnej turbiny, możliwa jest obserwacja torów lotu fragmentów łopat (fragmenty materiału[210])



Rys. 1.36. Przypadek awarii katastrofalnej turbiny, możliwa jest obserwacja torów lotu fragmentów łopat (fragmenty materiału[211])

Uszkodzenie układu elektrycznego (najczęściej zwarcie w obwodach elektrycznych) lub awaria systemu smarowania części mechanicznych, mogą doprowadzić do pożaru zlokalizowanego w gondoli wiatraka, któremu towarzyszy rozrzucanie wokół wieży jego płonących fragmentów (Rys. 1.37). Niektóre z takich spektakularnych pożarów zostały sfilmowane – https://www.youtube.com/watch?v=H9liEPCgkc8. Przyczyną pożaru zainicjowanego na łopatach turbiny są uderzenia pioruna, co ma miejsce pomimo

[210] https://www.youtube.com/watch?v=JIO7Akw-uMc
[211] https://www.youtube.com/watch?v=vrT1t7uK1fs

wyposażenia łopat i wieży w układy odgromowe. Pożary od piorunów zachodzą przy wyjątkowo dużej energii wyładowania, szacuje się, że 2% wyładowań ma takie właściwości.



Rys. 1.37. Pożar wiatraka według[212]

Pożary turbin zlokalizowane są najczęściej w ich gondoli, są one trudne do gaszenia, z uwagi na brak dostępu z zewnątrz i intensywny dopływ powietrza (nawet przy postoju, na wysokości ponad 100 m jest on znaczący). Przyczyną pożaru mogą być także niewłaściwie prowadzone wewnątrz gondoli turbiny prace konserwatorskie lub naprawy. Odrywające się od gondoli i łopat ich płonące fragmenty mogą powodować pożary na terenie wokół wieży, a dym z palących się części turbiny zawiera składniki toksyczne.

Działania służb pożarniczych, które nie posiadają możliwości interwencji na tak dużych wysokościach sprowadzały się do opanowywania pożarów wtórnych i zabezpieczania terenu przed dostępem ludzi. Jednak obecnie, w sytuacjach, kiedy oczekiwanie na "wypalenie się" konstrukcji nie jest środowiskowo akceptowalną opcją, podejmuje się interwencję z powietrza z wykorzystaniem helikoptera gaśniczego.

1.7 Akceptacja społeczna

Elektrownie wiatrowe są przedsięwzięciami, wobec których następuje znaczącą reakcja społeczna oraz dyskusja publiczna dotyczącą lokowania elektrowni wiatrowych[213]. Związane jest to przede wszystkich z samą charakterystyką tych inwestycji, które obejmują

[212] Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych*, Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf

[213] Gamboa G., Munda G., *The problem of windfarm location: A social multi-criteria evaluation framework*, Energy Policy 35, 1564–1583, 2007.

wysokie, niemal 200 m konstrukcje, stanowiąc istotną dominantę krajobrazową[214]. Nie można jednak pominąć, że odbiór wizualny elektrowni wiatrowych ma charakter czysto subiektywny. Tym samym trudny do zmierzenia jest stopień wpływu obiektów energetyki wiatrowej na walory fizjonomiczne krajobrazu[215].

Badania nad społeczną akceptacją energetyki wiatrowej szybko się rozwijają, ale nadal brakuje wiedzy na temat różnych rodzajów akceptacji, tego, czy akceptacja ta jest skorelowana z demografią i co wpływa na akceptację farm wiatrowych w krajobrazie miejskim[216]. Brak akceptacji społecznej skutkuje opóźnieniami, protestami społecznymi, wzrostem kosztów, a czasem blokadą projektów energetyki wiatrowej[217], zwiększając jednocześnie ryzyko nieosiągnięcia celów polityki środowiskowej[218]. Dlatego deweloperzy energii i decydenci muszą zrozumieć akceptację społeczną, aby zapewnić udane planowanie, wdrażanie i eksploatację systemów energii wiatrowej[219].

Pomimo szerokiego poparcia społecznego dla energetyki wiatrowej, jako technologii czystej i taniej, projekty wiatrowe są nierzadko kwestionowane przez społeczności lokalne. Jak wynika z 30-letnich badań J. Rand i B. Hoen[220] akceptacja społeczna jest obecnie powszechnie postrzegana przez praktyków energetyki wiatrowej jako istotna bariera dla wdrażania energii odnawialnej. Zgodnie z danymi[221] przyczynami oporów społecznych wobec energetyki wiatrowej są hałas, wpływ na zdrowie ludzi, spadek wartości działek czy też negatywny wpływ na krajobraz i ogólną atrakcyjność okolicy. Tym samym można stwierdzić, iż oddziaływanie wizualne projektów energii wiatrowej jest często uznawane za jeden
z głównych czynników wywołujących niepokój społeczności. M. Wolsink wskazuje[222], że związek między oddziaływaniem wizualnym i akceptacją społeczną jest prawdopodobnie jednym z najbardziej złożonych do zrozumienia, przy czym istnieje wiele różnych punktów rozumienia tej kwestii.

[214] Badora K., *Społeczna percepcja energetyki wiatrowej na przykładzie farmy wiatrowej Kuniów*, Proceedings of ECOpole 11, 2017.
[215] Niecikowski K., Kistowski M., *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej na przykładzie strefy pobrzeży i wód przybrzeżnych województwa pomorskiego*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, 2008.
[216] Westerlund M., *Social acceptance of wind energy in urban landscapes*, Technology Innovation Management Review 10(9), 2020.
[217] Bolwig S., Bolkesjø T.F., Klitkou A., Lund P.D., Bergaentzlé C., Borch K., Olsen O.J., Kirkerud J.G., Chen Y.K., Gunkel P.A., Skytte K., *Climate-friendly but socially rejected energy-transition pathways: The integration of techno-economic and socio-technical approaches in the Nordic-Baltic region*, Energy Research & Social Science 67, 2020.
[218] Cohen J.J., Reichl J., Schmidthaler M., *Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review*, Energy 76, 4–9, 2014.
[219] Landeta-Manzano B., Arana-Landin G., Calvo P.M., Heras-Saizarbitoria I., *Wind energy and local communities: A manufacturer's efforts to gain acceptance*, Energy Policy 121, 314–324, 2018.
[220] Rand J., Hoen B., *Thirty years of North American wind energy acceptance research: What have we learned?*, Energy research & social science 29, 135–148, 2017.
[221] Mroczek B., *Akceptacja dorosłych Polaków dla energetyki wiatrowej i innych odnawialnych źródeł energii*, streszczenie raportu z badań, Pomorski Uniwersytet Medyczny, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Szczecin, 2011.
[222] Wolsink M., *Planning of renewables schemes: Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation*, Energy Policy 35(5), 2692–2704, 2007.

Na akceptację społeczną wobec oddziaływania projektów na krajobraz, mają w szczególności wpływ liczba turbin, odległości i jakość estetyczna tych obiektów[223,224]. Większa wrażliwość na projekty wiatrowe występuje wobec projektów wiatrowych w krajobrazach o wysokiej estetycznych i większy poziom akceptacji w krajobrazach nieatrakcyjnych. Turbiny wiatrowe są również lepiej akceptowane, jeśli konstrukcje są oddalone od punktów obserwacyjnych, takich jak osiedla, infrastruktura transportowa i punkty widokowe[225].

Problematyka oddziaływania wizualnego elektrowni wiatrowych nie jest jednak nowym tematem, bowiem już ponad 20 lat temu zauważono, że wizualne efekty lokalizacji turbin wiatrowych były jednym z najczęściej podnoszonych przez lokalnych mieszkańców argumentów przeciwko nim[226]. Wskazuje się, że większa uwaga poświęcona oddziaływaniom środowiskowym może zwiększyć społeczną akceptację turbin wiatrowych, zapewniając ich optymalną lokalizację i ostateczny wkład w redukcję emisji gazów cieplarnianych[227].

Jak wynika z badań przeprowadzonych przez A. Freiberg i współpracowników[228], bezpośrednia i pośrednia widoczność turbin wiatrowych może mieć wpływ na zdrowie mieszkańców, a reakcje mogą być różne w połączeniu z hałasem. Co więcej, dokuczliwość związana z widocznością turbin wiatrowych może pośredniczyć między ekspozycją wizualną, a stanem zdrowia mieszkańców. Jednakże jak potwierdza autorka, aby potwierdzić te wyniki, konieczne są dalsze badania wysokiej jakości.

Co więcej łączna częstość występowania dużej dokuczliwości z powodu zmienionych widoków i migotania cieni wynosiła po 6% łącznie z siedemnastu badań. Wyniki dotyczące innych skutków zdrowotnych były niespójne, przy czym niektóre wskazania wskazują, że bezpośrednia widoczność turbin wiatrowych zwiększa zaburzenia snu. Irytacja bezpośrednią widocznością, migotaniem cieni i migającymi światłami była istotnie związana ze zwiększonym ryzykiem wystąpienia zaburzeń snu. Tylko jedno z badań wskazało, że na reakcje wobec wizualnych cech turbin wiatrowych może wpływać narażenie akustyczne.

Ciekawe badanie przeprowadziła Szychowska wraz ze swoim zespołem[229], którego celem było zbadanie wpływu informacji audiowizualnych na ocenę uciążliwości hałasu powodowanego przez turbiny wiatrowe. Uzyskane wyniki wykazały, że poziom dźwięku

[223] Ellis G., Ferraro G., *The social acceptance of wind energy. Where we stand and the path ahead*, JRC Science for policy report, European Commission, Brussels, 2016.
[224] Betakova V., Vojar J., Sklenicka P., *Wind turbines location: How many and how far?*, Applied Energy 151, 23–31, 2015.
[225] Molnarova K., Sklenicka P., Stiborek J., Svobodova K., Salek M., Brabec E., *Visual preferences for wind turbines: Location, numbers and respondent characteristics*, Applied Energy 92, 269–278, 2012.
[226] Krohn S., Damborg S., *On public attitudes towards wind power*, Renew Energy 16, 954–960, 1999.
[227] Peri E., Becker N., Tal A., *What really undermines public acceptance of wind turbines? A choice experiment analysis in Israel*, Land Use Policy 99, 105113, 2020.
[228] Freiberg A., Schefter C., Hegewald J., Seidler A., *The influence of wind turbine visibility on the health of local residents: a systematic review*, International Archives of Occupational and Environmental Health 92(5), 609–628, *2019*.
[229] Szychowska M., Hafke-Dys H., Preis A., Kociński J., Kleka P., *The influence of audio-visual interactions on the annoyance ratings for wind* turbines, Applied Acoustics 129, 190–203, 2018.

prezentacji słuchowej był najbardziej wpływowym czynnikiem w ocenie irytacji. Drugim istotnym czynnikiem była prezentowana próbka wizualna, a najmniej wpływowym czynnikiem była prezentowana próbka dźwiękowa. Jednocześnie z badań tych wynika, że próbki dźwiękowe i audiowizualne turbin wiatrowych były oceniane podobnie jak próbki transportowe.

Z kolei z innych badań wynika, że w opinii publicznej widoczny jest podział w postrzeganiu farm wiatrowych. Z jednej strony istnieje potrzeba rozwoju odnawialnych źródeł energii, a z drugiej strony istnieją poważne obawy dotyczące wizualnego oddziaływania turbin wiatrowych wykorzystywanych do produkcji energii[230]. Obawa przed oddziaływaniem wizualnym jest głównym czynnikiem wpływającym na reakcję społeczeństwa na rozwój nowych farm wiatrowych. Przeprowadzone przez zespół K. Molnarova i współpracowników badanie miało na celu obiektywizację tego wpływu oraz ustalenie czynników, które decydują o tym, jak ludzie oceniają te konstrukcje. Badano jakość wizualną krajobrazów, w których mają być umieszczone te konstrukcje, liczbę konstrukcji i ich odległość od widza oraz różne cechy respondentów. Stwierdzono, że turbiny wiatrowe są również lepiej akceptowane, jeśli ich liczba w krajobrazie jest ograniczona oraz jeśli konstrukcje są oddalone od punktów obserwacyjnych, takich jak osiedla, infrastruktura transportowa i punkty widokowe.

P. Sklenicka oraz J. Zouhar w 2018 roku zaproponowali[231] metodę obiektywizacji oceny oddziaływania wizualnego farm wiatrowych. Metoda ta generuje prognozy w oparciu o wskaźniki krajobrazowe. Pozwala ona na pominięcie etapu klasyfikacji typów krajobrazu, na którym zazwyczaj nie da się uniknąć zastosowania elementu subiektywnego. Jednocześnie metoda ta sprawia, że ocena staje się bardziej zaawansowana, dokładniejsza i bardziej kontrolowana. Obiektywizacja tej metody została dodatkowo wsparta przez przeprowadzenie badania socjologicznego na reprezentatywnej (stratyfikowanej demograficznie) próbie respondentów, z których każdy wypełnił kwestionariusz dotyczący wpływu WT na jego preferencje wizualne. Metoda ta po raz pierwszy wykorzystuje oparte na mapach wskaźniki krajobrazowe w symulacji panoramicznej do przewidywania wizualnego wpływu turbiny wiatrowej. Zapewnia to lepsze dopasowanie preferencji wizualnych do analizy indeksów krajobrazowych niż dotychczas stosowane projekcje kartograficzne. Metoda zobiektywizowanej predykcji oddziaływania lądowych farm wiatrowych umożliwia automatyczną analizę wizualnego oddziaływania turbin wiatrowych, zarówno na małych obszarach zainteresowania, jak i na dużym regionie Metoda stanowi odpowiednią podstawę zarówno dla prewencyjnych, jak i przyczynowych form oceny wizualnego oddziaływania turbin wiatrowych, a także stanowi istotne wsparcie dla obiektywizacji procesu planowania i podejmowania decyzji.

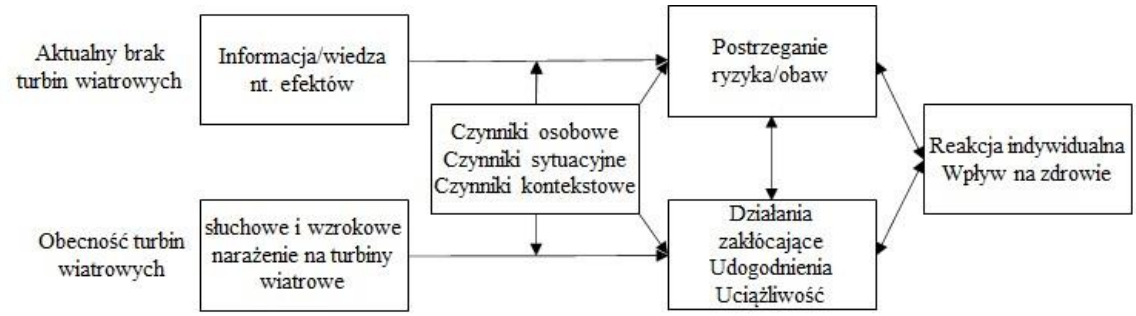
[230] Molnarova K., Sklenicka P., Stiborek J., Svobodova K., Salek M., Brabec E., *Visual preferences for wind turbines: Location, numbers and respondent characteristics*, Applied Energy 92, 269–278, 2012.
[231] Sklenicka P., Zouhar J., *Predicting the visual impact of onshore wind farms via landscape indices: A method for objectivizing planning and decision processes*, Applied Energy 209, 445–454, 2018.

Jak podnoszą L. D. Knopper i C. A. Ollson[232] w recenzowanych badaniach stwierdzono, że dokuczliwość turbin wiatrowych jest statystycznie powiązana z hałasem emitowanym przez turbiny wiatrowe, ale okazuje się, że jest silniej związana z oddziaływaniem wizualnym, stosunkiem do turbin wiatrowych i wrażliwością na hałas. Jak dotąd w żadnym z recenzowanych artykułów nie wykazano bezpośredniego związku przyczynowo-skutkowego między ludźmi mieszkającymi w pobliżu nowoczesnych turbin wiatrowych, emitowanym przez nie hałasem i wynikającymi z tego fizjologicznymi skutkami zdrowotnymi. Zgłaszane efekty zdrowotne można prawdopodobnie przypisać szeregowi stresorów środowiskowych, które powodują u części populacji stan rozdrażnienia/stresu.

E. Pedersen i P. Larsman [233] podobnie stwierdzili, że osoby zamieszkujące tereny, gdzie turbiny wiatrowe są postrzegane jako kontrastujące z otoczeniem (tereny płaskie), mieli większe prawdopodobieństwo dokuczliwości hałasu niż osoby zamieszkujące tereny pagórkowate, niezależnie od poziomu ciśnienia akustycznego, jeśli uważali, że turbiny wiatrowe są brzydkimi, nienaturalnymi urządzeniami, które mają negatywny wpływ na krajobraz. Wzmożona reakcja negatywna zdaniem badaczy może być związana z reakcją estetyczną, a nie z miarodajnymi efektami jednoczesnej stymulacji słuchowej i wzrokowej. Na subiektywną ocenę samopoczucia mieszkańców może mieć wpływ efekt wizualny, nastawienie do farm wiatrowych i inne czynniki subiektywne zmienne w czasie[234]. Większość badań, potwierdzając zależność między turbinami wiatrowymi i ich wpływem na zdrowie człowieka, podkreśla jednak, że zależność ta jest modelowana przez wiele zmiennych, w większości niemających charakteru fizycznego. Najpowszechniejsze jest stwierdzenie, że obecność turbin wiatrowych może być przyczyną rozdrażnienia. Nie ma jednak jednoznacznych danych literaturowych potwierdzających rzeczywiste oddziaływanie wizualne na zdrowie człowieka.

Cechy indywidualne, takie jak wrażliwość na hałas, kwestie prywatności i akceptacja społeczna, korzyści i postawy, sytuacja lokalna oraz warunki planowania farmy wiatrowej również odgrywają rolę w ocenie wpływu elektrowni wiatrowych na zdrowie człowieka[235].

[232] Knopper L.D., Ollson C.A., *Health effects and wind turbines: A review of the literature*, Environmental health 10(1), 1–10, 2011.
[233] Pedersen E., Larsman P., *The impact of visual factors on noise annoyance among people living in the vicinity of wind turbines*, Journal of Environmental Psychology 28, 379–389, 2009.
[234] Pohl J., Rudolph D., Lyhne I., Clausen N.E., Aaen S.B., Hübner G., Kørnøvd L., Kirkegaard J.K., *Annoyance of residents induced by wind turbine obstruction lights: A cross-country comparison of impact factors*, Energy Policy 156, 112437, 2021.
[235] Radun J ., Maula H., Saarinen P., Keränen J., Alakoivu R., Hongisto V., *Health effects of wind turbine noise and road traffic noise on people living near wind turbines,* Renewable and Sustainable Energy Reviews 157, 2022.



Rys. 1.38. Graficzny model podsumowujący zależność między ekspozycją na turbiny wiatrowe a indywidualną reakcją[236].

Z Rys. 1.38. wynika, że plany budowy turbin wiatrowych lub ich faktyczna obecność na danym terenie mogą prowadzić do zakłóceń i niepokoju wśród lokalnej społeczności, ale na efekt działania (planowanych) turbin może wpłynąć wiele czynników. Czynniki osobowe obejmują nastawienie, oczekiwania, wrażliwość na hałas. Czynniki sytuacyjne obejmują inne możliwe oddziaływania, takie jak widoczność lub migotanie cienia, inne źródła dźwięku, rodzaj terenu. Czynniki kontekstowe obejmują uczestnictwo, proces decyzyjny, procedurę lokalizacyjną, sprawiedliwość proceduralną.

Nie zostało jednak jednoznacznie udowodnione, że bliskość elektrowni wiatrowej wpływa negatywnie na zdrowie człowieka, w tym wywołuje reakcje stresowe, pogarsza jakość życia i snu. Idealnym rozwiązaniem prewencyjnym mogłyby być pomiary poziomów dźwięku w całym zakresie częstotliwości oraz rutynowo zbierane dane zdrowotne z rejestrów, które powinny być stosowane w połączeniu z danymi bardziej subiektywnymi[237].
Z badań Huebnera i swojego zespołu[238] wynika, że stres powiązany z dokuczliwością hałasu był ujemnie skorelowany z postrzeganiem, między innymi, braku rzetelności w procesie planowania i rozwoju projektu wiatrowego. Wskaźniki obiektywne, takie jak odległość od najbliższej turbiny i poziom ciśnienia akustycznego modelowany dla każdego respondenta nie okazały się skorelowane z dokuczliwością hałasem.

Zdaniem WHO energia wiatrowa powiązana jest z mniejszą ilością negatywnych oddziaływań na zdrowie niż inne formy tradycyjnego wytwarzania energii, a wręcz będzie miała pozytywne skutki dla zdrowia poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń. Nie ma także wiarygodnych dowodów naukowych na możliwość zaistnienia konsekwencji zdrowotnych, zakłóceń lub umiarkowanie odczuwalnych wibracji z tytułu infradźwięków czy dźwięków o niskiej częstotliwości, generowanych przez farmy wiatrowe[239]. *Osoby mieszkające w pobliżu turbin wiatrowych są narażone jedynie na pewnego rodzaju*

[236] Michaud D.S., Feder K., Keith S.E., Voicescu S.A., Marro L., Than J., Guay M., Denning A., Bower T., Villeneuve P.J., Russell E., *Self-reported and measured stress related responses associated with exposure to wind turbine noise*, The Journal of the Acoustical Society of America 139(3), 1467–1479, 2016.
[237] Van Kamp I., van den Berg F., *Health effects related to wind turbine sound: An update*, International journal of environmental research and public health, 18(17), 9133, 2021.
[238] Huebner G., Pohl J., Hoen B., Firestone J., Rand J., Elliott D., Haac R., *Monitoring annoyance and stress effects of wind turbines on nearby residents: a comparison of U.S. and European samples*, Environment International 132(105090), 1–9, 2019.
[239] World Health Organization, *Environmental noise guidelines for the European region*, 2018.

dokuczliwość hałasu, której nie należy utożsamiać z zagrożeniem dla zdrowia ludzi. Dokuczliwość hałasu może z kolei prowadzić do zaburzeń snu i stresu psychologicznego. Nie wykazano jednak bezpośredniego wpływu emisji hałasu z pracujących turbin wiatrowych na zaburzenia snu lub stres psychologiczny[240].

[240] Bakker R.H., Pedersen E., van den Berg G.P., Stewart R.E., Lok W., Bouma J., *Impact of wind turbine sound on annoyance, self-reported sleep disturbance and psychological distress*, Science of the total environment 425, 42–51, 2012.

2 Metodyka określania maksymalnego natężenia negatywnych oddziaływań farmy wiatrowej na zdrowie człowieka

2.1 Oddziaływania akustyczne

2.1.1 Poziomy dopuszczalne hałasu słyszalnego

Hałas wytwarzany przez turbiny wiatrowe ma własną słyszalną charakterystykę, taką jak przewaga dźwięków o niskiej częstotliwości. Mogą występować takie zjawiska jak modulacja amplitudy oraz charakter impulsowy i tonalny emisji[241]. W niniejszym opracowaniu, przytoczono dowody na to, że każde źródło hałasu, w tym także każda turbina wiatrowa, ma swoją specyficzną charakterystykę akustyczną[242]. Nie można jednak zapomnieć, że każde źródło hałasu należy weryfikować ze względu na tonalność, impulsowość i modulację amplitudy, które mogą być przyczyną uciążliwości. Niemniej zjawisko tonalności występuje rzadko, głównie podczas pracy starszych typów turbin i jest łatwe do wyeliminowania poprzez stosowanie specjalnych nakładek na łopaty tzw. grzebieni. Należy pamiętać, że wymienione uciążliwości w odległościach powyżej 500 m od turbin wiatrowych są praktycznie niewyczuwalne[243]. Niekorzystny wpływ hałasu turbin wiatrowych na zdrowie ludzi można podzielić na trzy grupy: skutki subiektywne (w tym irytacja, uciążliwość i niezadowolenie), zakłócenia czynności (takich jak mowa, sen i uczenie się) oraz skutki fizjologiczne (takie jak niepokój, szumy uszne lub utrata słuchu), zaś jedną z głównych reakcji człowieka na dźwięki słyszalne jest rozdrażnienie[244]. W badaniach naukowych poza tą dokuczliwością, nie stwierdzono bezpośrednich negatywnych skutków zdrowotnych związanych z hałasem turbin wiatrowych. Wykazano, że problemy ze snem i uczucie dyskomfortu mogą być wtórnym skutkiem narażenia na hałas, który był związany z dokuczliwością hałasu[245]. Do takich samym wniosków doszedł Rakun ze swoimi współpracownikami[246], którzy także wskazali, że poziom hałasu generowany przez turbiny wiatrowe był związany jedynie z dokuczliwością, nie zaś ze szkodliwością emisji na człowieka. Co więcej z literatury nie wynika, aby infradźwięki lub dźwięki o niskiej częstotliwości powodowały inne skutki niż dźwięki o wyższych częstotliwościach[247]. Podkreśla się przy tym, że emisje dźwięków od turbin wiatrowych nie

[241] Pedersen E., van den Berg F., Bakker R., Bouma J., *Response to noise from modern wind farms in The Netherlands*, Journal of the Acoustical Society of America 126, 634–644, 2009.
[242] Zagubień A., Wolniewicz K., *The impact of supporting tower on wind turbine noise emission*, Applied Acoustics 155, 260–270, 2019.
[243] Zagubień A., *Analysis of Acoustic Pressure Fluctuation around Wind Farms*, Polish Journal of Environmental Studies 27(6), 2843–2849, 2018.
[244] Pedersen E., Persson Waye K., *Wind turbine noise, annoyance and self-reported health and well-being in different living environments*, Journal of Occupational and Environmental Medicine 64, 480–486, 2007.
[245] *Ibidem*.
[246] Radun J., Maula H., Saarinen P., Keränen J., Alakoivu R., Hongisto V., *Health effects of wind turbine noise and road traffic noise on people living near wind turbines*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 157, 2022.
[247] Van Kamp I., van den Berg F., *Health effects related to wind turbine sound: An update*, International Journal of Environmental Research and Public Health 18(17), 9133, 2021.

powodują utraty słuchu[248]. Ważne jest także wskazanie, że percepcja dźwięku przez człowieka zależy głównie od hałasu tła w otoczeniu[249].

W przypadku nowoczesnej turbiny maksymalny poziom mocy akustycznej mieści się w przedziale od 100 do 110 dB(A). Dla słuchacza znajdującego się na ziemi w pobliżu turbiny poziom dźwięku na zewnątrz nie będzie wyższy niż około 55 dB(A). W miejscach zamieszkania poziom ten jest często niższy, a w większości badań wykazano, że niewiele osób, jeśli w ogóle, jest narażonych na średni poziom dźwięku powyżej 45 dB(A). W przypadku turbiny wiatrowej maksymalne poziomy dźwięku rejestrowane na terenach zamieszkania nie są dużo wyższe niż średnie poziomy dźwięku w środowisku[250].

Ocenę zagrożenia hałasem, wykonuje się na podstawie rozporządzenia (Dz.U. 2014 poz. 112)[251] , które określa poziomy dopuszczalne hałasu dla różnych typów źródeł. Turbiny wiatrowe nie stanowią wydzielonych źródeł hałasu, dlatego zaliczane są do kategorii „Pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu". Wartość dopuszczalna hałasu farmy wiatrowej dla jednej najmniej korzystnej godziny pory nocnej wynosi w zależności od sposobu zagospodarowania terenu, odpowiednio 40 dB lub 45 dB. Dla porównania hałas drogowy ma poziom dopuszczalny 56 dB, przy czym jest to wartość uśredniona dla 8 godzin. Z tego wynika, że w najgorszej godzinie nocy dopuszczalny poziom hałasu drogowego wynosi około 60 dB, a więc różnica dopuszczalnych poziomów hałasu drogowego i turbin wiatrowych wynosi odpowiednio ok. 15 i 20 dB. Żadne z prowadzonych badań dokuczliwości hałasu nie uzasadniają aż takiej różnicy między poziomem dopuszczalnym hałasu od źródeł przemysłowych w stosunku do źródeł komunikacyjnych. Ponadto, hałas turbin wiatrowych wzrasta z prędkością wiatru, co powoduje wzrost poziomu tła akustycznego. Przy prędkości wiatru ok. 10 m/s poziom tła akustycznego związanego z hałasem samego wiatru wynosi ok. 55 dB, a więc jest większy od wartości dopuszczalnej w porze nocnej o odpowiednio 10 i 15 dB. Zatem, w tym kontekście wartości dopuszczalne hałasu pochodzącego od turbin wiatrowych należy uznać za odpowiednio niskie, tzn. gwarantujące komfort akustyczny na terenach chronionych akustycznie.

Trudno się zgodzić ze stwierdzeniami prezentowanymi w tekście autorstwa Barbary Lebiedowskiej pt. „Farma wiatrowa jako sąsiad społeczności wiejskiej. Oddziaływanie akustyczne farm wiatrowych"., w myśl których nie ma ustalonych dopuszczalnych poziomów hałasu od obiektów wiatrowych, jak również z sugestią przyjęcia poziomu dopuszczalnego, skorygowanego charakterystyką C (dB(C)). Do oceny oddziaływania akustycznego farm wiatrowych wykorzystywana jest ta sama metoda co do określenia wpływu funkcjonowania zakładów przemysłowych. Takie działanie należy uznać za

[248] Council of Canadian Academies, Understanding the Evidence: Wind Turbine Noise. Ottawa (ON): The Expert Panel on Wind Turbine Noise and Human Health, Council of Canadian Academies, 2015.
[249] Biswas S., Modelling of Ice Throw and Noise from Wind Turbines, Earth & Space Science, 2021.
[250] van Kamp I., van den Berg F., *Health effects related to wind turbine sound: An update, International journal of environmental research and public health, 18(17), 9133, 2021.*
[251] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

prawidłowe, bowiem farma wiatrowa jest niewątpliwie instalacją przemysłową[252]. Metodyka ta, również w odniesieniu do zakładów przemysłowych, nie uwzględnia modulacji amplitudy czy hałasu infradźwiękowego. Co ważnie, nie można jednoznacznie założyć, że ewentualna nowa metodologia oceny pozwoli na dokładniejsze analizy klimatu akustycznego wokół farm wiatrowych. Obecnie stosowane algorytmy symulacji propagacji dźwięku pozwalają na obliczenia z dokładnością ± 3 dB[253,254].

Wskazać przy tym trzeba, że poziom dźwięku wyrażony w dB(C) jest używany do identyfikacji ewentualnego wysokiego poziomu hałasu niskoczęstotliwościowego, jako różnica pomiędzy równoważnym poziomem dźwięku C i A[255]. Innym przykładem stosowania krzywej korekcji C jest pomiar dźwięków szczytowych na stanowiskach pracy, którego poziom dopuszczalny wynosi 135 dB(C)[256]. Jest to poziom bardzo wysoki, nie występujący w takim nasileniu w sąsiedztwie turbin wiatrowych. Z kolei na świecie powszechnie określane są dopuszczalne poziomy dźwięku korygowanego krzywą A.

Propozycja Autorki dotycząca wykonania pomiarów przy zastosowaniu korekcji C lub LIN, a nie jak obecnie korekcji A, ma prawdopodobnie na celu uwzględnienie w pomiarach składowych niskoczęstotliwościowych i infradźwięków. Podkreślić przy tym trzeba, że krzywa korekcji A, tłumiąca niższe częstotliwości zakresu słyszalnego, została utworzona specjalnie w celu dostosowania pomiarów ciśnienia akustycznego do odbierania dźwięku przez ucho ludzkie[257]. Tym samym rezygnacja z jej stosowania, podczas pomiaru hałasu z zakresu słyszalnego turbin wiatrowych nie jest wskazana.

Nie można także pominąć faktu, że prof. Barbara Lebiedowska podczas oceny wpływu hałasu generowanego przez turbiny wiatrowe nie posiłkuje się cytatami z literatury, które w sposób jednoznaczny wykazałaby negatywne oddziaływanie akustyczne turbin wiatrowych na zdrowie człowieka. Co więcej w swoich opracowaniach prof. Lebiedowska posiłkuje się pozycjami piśmienniczymi pozbawionymi afiliacji, zaś ich autorzy nie posiadają stopni naukowych. Tym samym, w opinii autorów niniejszego opracowania, kwestionowany tekst prof. Lebiedowskiej nie posiada tym samym znaczącej wartości badawczej. Należy uznać go za jednostronny, przedstawiający jedynie argumenty przeciwników energetyki wiatrowej.

[252] Zagubień A., *Pomiar tła akustycznego w środowisku – studium przypadków*, Rocznik Ochrona Środowiska, 20, 1498–1514, 2018.
[253] Biswas S., *Modelling of Ice Throw and Noise from Wind Turbines, Earth & Space Science, 2021.*
[254] Zagubień A., Ingielewicz R., *The analysis of similarity of calculation results and local measurements of wind farm noise*, Measurement 106, 211–220, 2017.
[255] Zagubień A., Wolniewicz K., *The Assessment of Infrasound and Low Frequency Noise Impact on the Results of Learning in Primary School – Case Study*, Archives of Acoustics 45, 93–102, 2020.
[256] Hojan E., *Protetyka słuchu*, Wydawnictwo Naukowe UAM, 2014.
[257] Kirpluk M., *Podstawy akustyki*, NTL-M. Kirpluk, 2017.

2.1.2 Minimalne odległości elektrowni wiatrowych od zabudowań mieszkalnych, sposoby ich wyznaczania

Ustalenie minimalnej odległości turbin wiatrowych od zabudowy mieszkaniowej w większości krajów odbywa się na podstawie przeprowadzonych symulacji propagacji hałasu w środowisku. W niektórych krajach, mimo prowadzonych symulacji, obowiązują jednak nieprzekraczalne wartości minimalne. W części krajów są to wartości obligatoryjne, w innych podlegające negocjacjom na poziomie prawa lokalnego. W związku z tym, przedstawione w tabeli (Tab. 2.1.) zestawienie obrazuje wyłącznie preferencje rządów państw co do założeń ochrony środowiska wokół turbin wiatrowych. Tabelę wykonano na podstawie krytycznej analizy dokumentów dostępnych w zasobach internetu.

Tab. 2.1. Zestawienie minimalnych odległości turbin wiatrowych od zabudowy mieszkalnej

<table>
<tr><th>Kraj</th><th>Minimalna odległość</th><th>Uwagi</th></tr>
<tr><td>Belgia (Walonia)</td><td rowspan="2">4·H</td><td rowspan="4">H – Maksymalna wysokość liczona od gruntu do końcówki śmigła w najwyższym położeniu</td></tr>
<tr><td>Dania</td></tr>
<tr><td>Polska</td><td rowspan="2">10·H</td></tr>
<tr><td>Bawaria (Niemcy)</td></tr>
<tr><td>Włochy</td><td>6·H lub 500 m</td><td></td></tr>
<tr><td>Estonia</td><td rowspan="5">500 m</td><td rowspan="5">–</td></tr>
<tr><td>Francja</td></tr>
<tr><td>Grecja</td></tr>
<tr><td>Irlandia</td></tr>
<tr><td>Litwa</td></tr>
<tr><td>Holandia</td><td>400 ÷ 600 m</td><td>W zależności od regionu</td></tr>
<tr><td>Austria</td><td>750 ÷ 1200 m</td><td>W zależności od polityki regionalnej kantonu</td></tr>
<tr><td>Niemcy</td><td rowspan="2">1000</td><td>Odległość zalecana przez rząd federalny, możliwa do zmniejszenia przez zapisy lokalnego prawa kraju związkowego</td></tr>
<tr><td>Rumunia</td><td>Odległość zalecana przez przepisy krajowe, możliwa do zmniejszenia na podstawie przeprowadzonych symulacji hałasu</td></tr>
<tr><td>Belgia (Flandria)</td><td rowspan="5">–</td><td rowspan="5">Brak minimalnej odległości w przepisach krajowych</td></tr>
<tr><td>Finlandia</td></tr>
<tr><td>Norwegia</td></tr>
<tr><td>Szwecja</td></tr>
<tr><td>Wielka Brytania</td></tr>
</table>

Patrząc tylko na warunki europejskie zauważyć można, że rozrzut minimalnych dopuszczalnych odległości jest znaczny, od 10H po brak minimalnej odległości w przepisach krajowych. Natomiast niezrozumiała jest odległość minimalna przyjęta na Węgrzech (12 km), która wyklucza w praktyce możliwość inwestowania w tym kraju w lądową energetykę wiatrową.

Także poza Europą taki rozrzut da się zauważyć. W Australii odległości minimalne są różne w różnych stanach, od 1000 do 2000 m. Na stronach internetowych australijskiego National Wind Farm Commissioner (Krajowy Komisarz ds. Farm Wiatrowych; https://www.nwfc.gov.au/observations-and-recommendations/governance-compliance) dowiedzieć się można, że np. w stanie Victoria, przed 2011 r. nie była określana odległość minimalna od zabudowań (setback distance), po 2011 r. wyznaczono ją jako 2 km, po czym w 2015 r. zmieniono ją na 1 km.

Andrew Dyer (National Wind Farm Commissioner), w rocznym raporcie za 2019 r. („2019 Annual Report of the National Wind Farm Commissioner, Commonwealth of Australia 2020"), składanym na ręce Parlamentu, w rekomendacji 5.2.8.3. zalecił także przestrzeganie dystansu 1,5 km jako odległości minimalnej od najbliższych zabudowań mieszkalnych (*poziom dopuszczalny hałasu 35dB L_{Aeq} w nocy)*, z możliwością powiększenia jej w przypadku turbin o wysokościach 200 i więcej metrów.

Wg American Wind Energy Association, minimalne odległości w USA, w jakiej turbiny wiatrowe mogą być posadowione od budynków mieszkalnych, linii własności, dróg, obszarów wrażliwych pod względem środowiskowym lub historycznym i innych lokalizacji mogą być ustalane przez władze federalne, stanowe i / lub lokalne, w zależności od specyfiki projektu. Odsunięcia mogą być stałą odległością lub odległością względem wysokości turbiny (np.550 m w Iowa; brak w Vermont; 1,1÷1,5 HH w Kalifornii).

W Kanadzie, również odległość minimalna od zabudowań mieszkalnych zależy od władz stanowych (np. 550 m w Ontario, 1000 m w Nowej Szkocji, 700 m w Saskatchewan).

Wiele przykładów, bardzo różnych odległości pomiędzy turbinami wiatrowymi, a zabudowaniami w USA i Kanadzie znaleźć można na stronie (https://ontario-wind-resistance.org/setbacks/).

Jak z powyższego wynika, w wielu państwach odległości minimalne, jakie brane są pod uwagę, mają wyłącznie charakter rekomendacji i nie zostały wprowadzone przez prawo powszechnie obowiązujące. W wielu przypadkach uprawnienie do podejmowania decyzji w kwestii lokalizacji farm wiatrowych leży w gestii władz samorządowych i lokalnych społeczności. Ponadto wskazuje się, iż obowiązujące wytyczne nie mają sztywnego charakteru i powinny być stosowane w sposób elastyczny, badając każdy przypadek indywidulanie.

2.1.3 Symulacje emisji hałasu słyszalnego

Jednym z analizowanych w raporcie oddziaływań na środowisko turbin wiatrowych w ramach procedury uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia jest emisja hałasu. Jest to etap projektowania farmy wiatrowej. W związku z tym, analiza oparta jest na symulacji propagacji fali dźwiękowej. Jednym z powszechnie używanych do tego celu modeli obliczeniowych na świecie jest model opisany w normie PN-ISO 9613-2:2002[258]. Metoda pozwala na prognozowanie hałasu w warunkach sprzyjających propagacji (z wiatrem). Dokładność metody była wielokrotnie sprawdzana

[258] PN-ISO 9613-2:2002 *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*, PKN, Warszawa 2002.

przez różnych badaczy[259],[260],[261] i określona została na ±3 dB. Podczas określania zasięgu emisji hałasu dwa parametry są kluczowe i są to poziom mocy akustycznej turbiny oraz wpływ podłoża gruntowego na propagację fali dźwiękowej. Poziom mocy akustycznej wyznaczany jest zgodnie z normą IEC 61400-11 z dokładnością ±2 dB[262]. Wpływ podłoża gruntowego określa zgodnie z normą PN-ISO 9613-2:2002 wskaźnik A_{gr}[263]. Norma dopuszcza stosowanie dwóch scenariuszy dla określania wskaźnika A_{gr}, metodę ogólną i metodę alternatywną. W metodzie ogólnej wskaźnik A_{gr} wyznacza się ze wzorów uwzględniających wskaźnik gruntu *G*. W metodzie alternatywnej wskaźnik A_{gr} wyznacza się uwzględniając odległość między źródłem, a odbiornikiem oraz średnią wysokości drogi propagacji nad gruntem.

Jak wskazano w pkt. 1.1 moc akustyczna turbin wiatrowych, podawana jako suma hałasu aerodynamicznego i mechanicznego, zawsze zależna jest od prędkości wiatru ze względu na charakter pracy urządzenia. Nowoczesne turbiny wiatrowe mają możliwość regulowania nominalnej mocy akustycznej turbiny oraz stosowania wyciszających nakładek na łopaty wirnika. Mając na uwadze bezpieczne dla zdrowia ludzi prognozowanie emisji hałasu należy wprowadzić ograniczenie stosowania wyciszeń (ustawień „modów") na etapie projektowania farmy. Ograniczenie polegałoby na pozostawieniu możliwości zastosowania bufora o wartości 3 dB. Projektant powinien wykazać w analizie akustycznej, że istnieje, po wybudowaniu farmy wiatrowej, możliwość ograniczenia mocy akustycznej turbiny lub zastosowania rozwiązania technicznego na turbinie, zmniejszającego emisję hałasu o 3 dB.

Niezbędnym wydaje się być określenie jednolitej metody wyznaczania wartości wskaźnika A_{gr} przyjmowanej w symulacjach propagacji hałasu turbin wiatrowych. Możliwe są dwa scenariusze: prowadzimy obliczenia wyłącznie metodą alternatywną (nie wyznacza się wskaźnika gruntu *G*) lub prowadzimy obliczenia metodą ogólną i wskazujemy jak określać wskaźnik gruntu *G*. Norma jasno wskazuje tylko na dwie wartości wskaźnika gruntu *G*: G=0 dla powierzchni twardych (beton, bruk, woda, lód, itp.) i G=1 dla powierzchni porowatych (wszystkie powierzchnie gruntu odpowiednie do rozwoju roślinności). W pozostałych sytuacjach przyjmujemy procentowy udział gruntu porowatego. Bardziej szczegółowy opis wskaźnika gruntu *G* zawarto w Dyrektywie Komisji UE 2015/996[264]. Zgodnie z dyrektywą[265] wartość wskaźnika *G* należy przyjmować zgodnie z tabelą (Tab. 2.2).

[259] Evans, T., Cooper, J., *Comparison of predicted and measured wind farm noise levels and implications for assessments of new wind farms*, Acoustics Australia, 40(1), 28–36, 2012.
[260] Probst F., Probst W., Huber B., *Large-Scale Calculation of Possible Locations for Specific Wind Turbines under Consideration of Noise Limits*, Proc. InterNoise, The 42nd International Congress and Exposition on Noise Control Engineering, 2013.
[261] Zagubień A., Ingielewicz R., *The Analysis of Similarity of Calculation Results and Local Measurements of Wind Farm Noise*, Measurement 106, 211–220, 2017.
[262] IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
[263] PN-ISO 9613-2:2002*, Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*, PKN Warszawa 2002.
[264] Dyrektywa Komisji (UE) 2015/996 z dnia 19 maja 2015 r. ustanawiająca wspólne metody oceny hałasu zgodnie z dyrektywą 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.
[265] Dyrektywa Komisji (UE) 2015/996 z dnia 19 maja 2015 r. ustanawiająca wspólne metody oceny hałasu zgodnie z dyrektywą 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.

Tab. 2.2. Wartości wskaźnika *G* dla różnych typów podłoża

Opis podłoża	Rodzaj	*G*
Bardzo miękkie (zaśnieżone lub zbliżone do porośniętego mchem)	A	1
Miękkie poszycie leśne (krótkie, zwarte, zbliżone do wrzosowiska lub porośnięte gęstym mchem)	B	1
Niezwarte, luźne podłoże (torf, trawa, luźna gleba)	C	1
Normalne, niezwarte podłoże (poszycia leśne, pastwiska)	D	1
Zwarte pole i żużel (zwarte trawniki, tereny parków)	E	0,7
Gęste, zwarte podłoże (droga żużlowa, parking samochodowy)	F	0,3
Powierzchnie utwardzone (większość normalnych rodzajów asfaltu, beton)	G	0
Bardzo twarde i zwarte powierzchnie (zwarty asfalt, beton, woda)	H	0

Propozycję autorską wyznaczania wskaźnika gruntu *G* zaproponowano w artykule „Tłumienie gruntu w analizach akustycznych farm wiatrowych”[266]. W tej propozycji ustalenie wartości współczynnika tłumienia gruntu wymaga dokładnego rozpoznania rzeźby terenu, istniejącej infrastruktury, występowania stałych i okresowych zbiorników wodnych oraz zagospodarowania terenu. Dla terenów farmy wiatrowej analizie poddaje się mapy sytuacyjno-wysokościowe, mapy satelitarne, uzyskane informacje z wizji lokalnych oraz Miejscowy Plan Zagospodarowania Przestrzennego. W wyniku analiz określa się procentowy udział obszarów utwardzonych, płaskich obszarów porośniętych roślinnością, obszarów wód stojących i płynących oraz zagłębienia terenu, w których może gromadzić się woda opadowa i roztopowa. Przyjmuje się, że wody stojące i płynące oraz opadowe i roztopowe mogą w miesiącach zimowych zamarzać. Zarówno proces topnienia zalegającej warstwy śniegu, jak i zamarzania w porze zimowej, jest procesem wolnozmiennym i rozłożonym w czasie (łagodne spadki lub wzrosty temperatury). Powstająca woda w większości jest absorbowana przez glebę, a częściowo może zbierać się i zalegać czasowo w istniejących zagłębieniach terenu i rowach. Zatem w wyniku ponownego zamrożenia tafla lodu wystąpi jedynie na ograniczonej powierzchni stanowiącej jedynie niewielki procent całości terenu. Wielkość tej powierzchni zależy od ukształtowania terenu. Autorzy zaproponowali aby wyliczać dla całego obszaru oddziaływania farmy wiatrowej procentowe udziały powierzchni twardych (G=0) i porowatych (G=1). Do powierzchni twardych zaliczono: drogi i place utwardzone, obszary wód stojących i płynących, zagłębienia terenu, w których okresowo może gromadzić się woda. Pozostałe obszary zaliczono do powierzchni porowatych. Z przeprowadzonych w powyższy sposób analiz wynika, że wskaźnik gruntu zawiera się w przedziale od 0,9 do 1,0.

Mając na uwadze ograniczenie oddziaływania hałasu na ludzi mieszkających w pobliżu farm wiatrowych, proponuje się zastosowanie jednolitego wskaźnika gruntu G = 0,7 dla symulacji prowadzonych na etapie uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach przedsięwzięcia. Wartość ta jest zgodna z zaleceniami stosowanymi np. w Kanadzie[267]. Na

[266] Ingielewicz R., Zagubień A.,*Tłumienie gruntu w analizach akustycznych farm wiatrowych*, Wydawnictwo PAK 60(2), 118–121, 2014.
[267] Ministry of the Environment, *Noise Guidelines for Wind Farms*, Interpretation for Applying MOE NPC Publications to Wind Power Generation Facilities, Ontario, October 2008.

etapie wykonywania prognoz środowiskowych, podczas procedury uchwalania Miejscowego Planu Zagospodarowania Przestrzennego (MPZP), wyłącznie dla terenów przyszłej farmy wiatrowej, wskaźnik gruntu G należy pominąć, a obliczenia prowadzić metodą alternatywną zgodnie z normą (PN-ISO 9613-2:2002)[268] i korzystać z jednoliczbowej wartości mocy akustycznej. Na etapie planowania przestrzennego nie jest możliwe ścisłe określenie typu zamontowanego w przyszłości urządzenia. Jeżeli miejscowy plan MPZP uchwalany jest dla obszaru obejmującego tereny o zróżnicowanej funkcji, obrys farmy wiatrowej powinien być odsunięty od terenów mieszkaniowych o 500 metrów. Szczegółowe propozycje zapisano w rozdziale 4.

Efekt skumulowanego oddziaływania kilku farm wiatrowych (czyli inwestycji znajdujących się w bezpośrednim sąsiedztwie planowanego przedsięwzięcia) należy uwzględniać tylko dla projektów, które są realizowane lub zrealizowane. Wyjątek mogą stanowić inwestycje możliwe do zrealizowania na podstawie zapisów w Miejscowym Planie Zagospodarowania Przestrzennego. Rekomenduje się utworzenie rejestru terenów farm wiatrowych. Rejestr powinien obejmować instalacje realizowane (w fazie budowy) i zrealizowane oraz tereny przewidziane w MPZP pod farmy wiatrowe.

2.1.4 Analizy hałasu słyszalnego po realizacji inwestycji

Celem porealizacyjnych analiz hałasu jest ocena pracującej farmy wiatrowej pod względem zagrożenia dla środowiska i ludzi na podstawie pomiarów terenowych *in situ*. Ponadto pomiary terenowe stanowią weryfikację wyników obliczeń numerycznych wykonanych na etapie projektowania farmy. Ze względu na specyfikę zjawisk akustycznych, zachodzących podczas pracy turbin wiatrowych, wskazane jest uzupełnienie lub opracowanie metodyki wykonywania pomiarów hałasu farm wiatrowych. Metodykę wykonywania pomiarów hałasu środowiskowego w Polsce określa Rozporządzenie (Dz.U.2021 poz. 1710, Załącznik 7)[269]. Zalecana referencyjna metodyka pomiarowa ustala szereg ograniczeń, co do warunków atmosferycznych panujących podczas pomiarów, lokalizacji punktów pomiarowych, zestawów pomiarowych oraz określa sposób wykonywania pomiaru

Proponuje się następujące zmiany, zalecenia i uzupełnienia metodyki referencyjnej wykonywania pomiarów hałasu w odniesieniu do turbin wiatrowych:

- Wprowadzić zalecenie prowadzenia pomiarów wyłącznie metodą próbkowania ze względu na zmienność prędkości wiatru i innych parametrów meteorologicznych w ciągu doby.
- Czas pomiaru próbki hałasu (immisji – hałas turbin plus tło akustyczne) umożliwiający, z jednej strony, eliminację wpływu zakłóceń, a z drugiej,

[268] PN-ISO 9613-2:2002, Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania. PKN Warszawa 2002.
[269] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

uwzględniający zmienność prędkości wiatru, ustalić na 300 s, a przy częstych zakłóceniach skrócić do 60 s.

- Czas pomiaru próbki tła akustycznego, umożliwiający eliminację wpływu zakłóceń, ustalić na 60 s, a przy częstych zakłóceniach skrócić do 10 s.
- Dopuszczenie do oceny wielodniowych pomiarów monitoringowych i określanie wyników w oparciu o wybór próbek pomiarowych z szerszego okresu oraz analizę statystyczną poziomów hałasu, skorelowaną z pomiarami parametrów pozaakustycznych, co pozwoliłoby na uspokojenie opinii społecznej poprzez zapewnienie oceny hałasu dla bardzo różnych stanów pracy i warunków propagacji fali akustycznej (opis szczegółowy tego punktu metodyki wymaga dodatkowych badań terenowych, metody te są powszechnie stosowane przy ocenie hałasu lotniczego oraz zmienności emisji hałasu ze źródeł przemysłowych).
- Pomiary tła akustycznego należy wykonywać wyłącznie po zatrzymaniu turbin w tych samych punktach kontrolnych, w których mierzono hałas podczas ich pracy. Pomiar tła w cieniu akustycznym badanego budynku mieszkalnego jest dopuszczalny pod warunkiem, że przy badanej zabudowie znajduje się tylko jedna turbina w promieniu 1000 m (wtedy podczas pomiaru tła wpływ innych turbin będzie nieistotny).
- Lokalizację kontrolnych punktów pomiarowych należy ustalić na granicach działek najbliższych terenów chronionych akustycznie, na wysokości 1,5 m nad poziomem terenu. Należy wykluczyć możliwość pomiaru przy elewacji budynku chronionego w celu odejmowania poprawki (-3dB) związanej z odbiciami dźwięku od fasady budynku. Średnia prędkość wiatru podczas pomiarów na wysokości 3,5±0,5 m nie może przekraczać 5 m/s.
- Przed pomiarami zespół pomiarowy powinien zapoznać się z częścią akustyczną raportu oddziaływania na środowisko oraz z dokumentacją techniczną turbin wiatrowych i ustalić przy jakich prędkościach wiatru dany typ turbiny osiąga maksymalny poziom mocy akustycznej. Jeżeli dane akustyczne odniesione są do prędkości wiatru na wysokości 10 m nad poziomem terenu, należy je ekstrapolować na wysokość gondoli turbiny wiatrowej.
- Pomiar hałasu musi być wykonany w warunkach co najmniej dwóch różnych prędkości wiatru mierzonej na gondoli, przy czym pomiary muszą objąć średnią prędkość wiatru, z zarejestrowanych na wszystkich turbinach farmy wiatrowej, o wartości 70 % prędkości wywołującej maksymalną moc akustyczną lub wyższej.
- Należy wprowadzić zalecenie prowadzenia pomiarów w czterech porach roku, co pozwoli na uwzględnienie zmiennych w ciągu roku warunków atmosferycznych, takich, jak: wilgotność, temperatura, ciśnienie i kierunek wiatru oraz zmiennego poszycia terenu wpływającego na propagację fali dźwiękowej. Pomiary powtórzyć w kolejnym roku, a w przypadku wykazania braku przekroczeń poziomów dopuszczalnych, uznać, że farma wiatrowa nie wymaga dalszych badań hałasu w jej otoczeniu.

- Należy uwzględnić kierunkowość wiatru. W każdej porze roku należy dokonać pomiaru we wszystkich punktach kontrolnych. Należy uwzględnić propagację hałasu z wiatrem na punkt i wykonać tyle sesji pomiarowych aby przynajmniej raz w danym punkcie pomiarowym kierunek wiatru zawierał się w zakresie rozwarcia kąta ±45˚ patrząc od najbliższej turbiny wiatrowej na punkt kontrolny.
- Należy wprowadzić obowiązek udostępnienia zespołowi pomiarowemu przez operatora farmy wiatrowej informacji, o średnich prędkościach wiatru na poszczególnych turbinach, zarejestrowanych podczas wykonywania monitoringu hałasu.
- Na podstawie zapisów komputerowych operatora farmy wiatrowej należy ustalić, przy jakich prędkościach wiatru, na wysokości osi poszczególnych turbin, wykonano pomiary emisji hałasu. W raporcie z badań należy podać przedział uśrednionych wartości prędkości wiatru, odpowiadający czasowi wykonywania pomiarów. Należy podać jakie ustawienia turbin (mody) były zastosowane podczas pomiarów.
- Podczas pomiarów preferowana jest pora nocna (niższy poziom dopuszczalny, niższe tło akustyczne, bardziej stabilne warunki atmosferyczne).
- W przypadkach, gdy zmierzony poziom emisji hałasu jest nierozróżnialny z tłem akustycznym, a jednocześnie poziom emisji nie przekracza wartości poziomów dopuszczalnych w danym punkcie, wprowadzić zapis interpretacyjny, że w takim przypadku poziom emisji hałasu w danym punkcie nie stanowi zagrożenia dla środowiska i ludzi.

2.1.5 Infradźwięki i hałas niskoczęstotliwościowy

Oprócz hałasu słyszalnego turbiny wiatrowe są źródłem emisji hałasu o niskiej częstotliwości (LFN) w zakresie 20÷200 Hz[270]. Ponieważ wiele skarg społeczności lokalnej dotyczy hałasu LFN emitowanego przez turbiny wiatrowe, ważne jest, aby ocenić wpływ LFN na zdrowie mieszkańców okolic farm wiatrowych. Z badań przeprowadzonych przez Schmidt J.H. i Klokker M. wynika, że nie ma istotnych statystycznie dowodów wskazujących na związek między narażeniem na hałas turbin wiatrowych a szumami usznymi, utratą słuchu, zawrotami głowy lub bólem głowy[271].

Jak podają Zajamšek i współpracownicy[272] główne składowe infradźwiękowe hałasu emitowanego przez turbiny wiatrowe mogą być mierzone w odległości wielu kilometrów od farmy wiatrowej. Zazwyczaj jednak jest on na poziomie znacznie niższym od normalnego progu słyszalności.

[270] Schmidt J.H., Klokker M., *Health effects related to wind turbine noise exposure: A systematic review,* PLoS ONE 9(12), 2014.
[271] *Ibidem.*
[272] Zajamšek B., Hansen K.L., Doolan C.J., Hansen C.H., *Characterisation of wind farm infrasound and low–frequency noise*, Journal of Sound and Vibration 370, 176–190, 2016.

Przeprowadzone przez Onakpoya ze współpracownikami[273] badania wykazały, że hałas generowany przez turbiny wiatrowe wpływa na sen i jakość życia, ale związek ten jest niejasny. Wykazano, że istnieją pewne dowody na to, że narażenie na hałas turbin wiatrowych wiąże się ze zwiększonym prawdopodobieństwem wystąpienia uciążliwości i problemów ze snem. Indywidualne postawy mogą jednak wpływać na rodzaj reakcji na hałas generowany przez turbiny wiatrowe. Tym samym uzasadnione są badania eksperymentalne i obserwacyjne nad związkiem między hałasem turbin wiatrowych a stanem zdrowia. Ważne w omawianym aspekcie są wyniki fińskiego projektu badawczego, z którego jednoznacznie wynika, że niesłyszalne dźwięki o niskiej częstotliwości emitowane przez elektrownie wiatrowe nie są szkodliwe dla zdrowia ludzkiego, mimo powszechnych obaw, że wywołują one nieprzyjemne objawy[274]. W ramach projektu przeprowadzono badania ankietowe, pomiary dźwięku oraz eksperymenty prowokacyjne. Niektóre osoby zgłaszały różne objawy, które intuicyjnie kojarzyły z infradźwiękami emitowanymi przez turbiny wiatrowe. W badaniu ankietowym objawy intuicyjnie kojarzone z infradźwiękami turbin wiatrowych występowały stosunkowo często w odległości do 2,5 km od najbliższej turbin wiatrowych, a spektrum objawów było szerokie. Wielu z respondentów, u których wystąpiły objawy, wiązało je również z wibracjami lub polem elektromagnetycznym turbin wiatrowych. W pomiarach poziomy infradźwięków były zbliżone do poziomów występujących zwykle w środowisku miejskim. Przygotowane próbki dźwięku o najwyższych poziomach infradźwięków i wartościach modulacji amplitudy wykorzystano w eksperymentach prowokacyjnych prowadzonych metodą podwójnie ślepej próby. Uczestnicy, którzy wcześniej zgłaszali objawy związane z infradźwiękami turbin wiatrowych, nie byli w stanie wyczuć infradźwięków w próbkach hałasu i nie uznali próbek z infradźwiękami za bardziej dokuczliwe niż te, w których nie występowały składowe infradźwiękowe związane z turbinami wiatrowymi. Ekspozycja na infradźwięki powodowane przez turbiny wiatrowe nie wywołała reakcji fizjologicznych u żadnej z grup uczestników. Z badań jednoznacznie wynika, że brakuje dowodów naukowych na istnienie potencjalnego związku lub badań koncentrujących się bezpośrednio na wpływie infradźwięków turbin wiatrowych na zdrowie.

Do podobnych rezultatów doszli Poulsen wraz ze współpracownikami[275], którzy jednoznacznie wskazali, że nie znaleziono przekonujących dowodów na związek między oddziaływaniem akustycznym turbin wiatrowych, a zawałem serca lub udarem mózgu u ludzi. W wyniku badań ustalono, że hałas pochodzący od turbin wiatrowych nie wpływał

[273] Onakpoya I.J., O'Sullivan J., Thompson M.J., Heneghan C.J., The effect of wind turbine noise on sleep and quality of life: A systematic review and meta-analysis of observational studies, Environment international 82, 1–9, 2015.

[274] Maijala P., Turunen A., Kurki I., Vainio L., Pakarinen S., Kaukinen C., Sainio M., *Infrasound does not explain symptoms related to wind turbines*, Publications of the Government's analysis, assessment and research activities 34, 2020.

[275] Poulsen A.H., Raaschou-Nielsen O., Peña A., Hahmann A.N., Nordsborg R.B., Ketzel M., Brandt J., Sørensen M., *Short-term nighttime wind turbine noise and cardiovascular events: a nationwide case-crossover study from Denmark*, Environment international 114, 160–166, 2018.

na zaburzenia snu i stres psychologiczny[276]. Z kolei inne badania wykazały, że symulowane infradźwięki nie mają statystycznie istotnego wpływu na objawy zgłaszane przez ludzi[277].

Hałas generowany przez turbiny wiatrowe może przypominać dźwięk przejeżdżającego długiego pociągu[278]. Powstaje on w momencie mijania wieży turbiny przez łopatę wirnika, zaś częstotliwość zależy od częstotliwości przechodzenia tych łopat[279]. To okresowe pulsowanie hałasu w zakresie pasma słyszalnego jest błędnie oceniane jako infradźwięki[280]. Zdaniem Pawlas i współpracowników[281] osoby narażone na hałas pochodzący z turbin wiatrowych mogą oceniać dźwięki te jako bardziej uciążliwy niż hałas od innych źródeł o takich samych parametrach, jak np. hałas drogowy, czy też przemysłowy. Ciekawe badania przeprowadził Leventhall[282], który wykazał, że istnieje szereg problemów nieakustycznych, które mogą prowadzić do postrzegania hałasu, ale nie są przez niego powodowane. We wcześniejszej swojej publikacji Leventhall[283], wskazał jednoznacznie, że infradźwięki emitowane przez turbiny wiatrowe są poniżej progu słyszalności i nie mają konsekwencji na zdrowie ludzi.

Odwrotne stanowisko do wyżej przedstawionych dowodów opartych na przeglądzie światowej literatury przedstawia tekst autorstwa Barbary Lebiedowskiej pt. „Farma wiatrowa jako sąsiad społeczności wiejskiej. Oddziaływanie akustyczne farm wiatrowych". Autorka stwierdza, że w piśmiennictwie nie ma pozycji, które w sposób jednoznaczny wykazywałyby oddziaływanie turbin wiatrowych w zakresie emisji hałasu infradźwiękowego i hałasu o niskiej częstotliwości na zdrowie ludzi. Wbrew powyższemu dostępna jest liczna literatura, która wskazuje, że hałas o częstotliwości mniejszej niż 60 Hz generowany przez farmy wiatrowe jest niemożliwy do rejestracji przez ludzki organizm[284,285], bowiem hałas ten jest poniżej poziomu percepcji słuchowej i drganiowej człowieka.

Jak już wskazano we wcześniejszych częściach niniejszego opracowania, w otoczeniu człowieka występują zarówno naturalne jak i antropogeniczne źródła hałasu, emitujące infradźwięki. Pod tym względem elektrownie wiatrowe nie są odosobnione i z tego punktu

[276] Yoon K., Gwak D.Y., Seong Y., Lee S., Hong J., Lee S., *Effects of amplitude modulation on perception of wind turbine noise*, Journal of Mechanical Science and Technology 30(10), 4503–4509, 2016.
[277] Tonin R., Brett J., Colagiuri B., *The effect of infrasound and negative expectations to adverse pathological symptoms from wind farms*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 35(1), 77–90, 2016.
[278] Basner M., Muller U., Elmenhorstm E., Single and combined effects of air, road, and rail traffic noise on sleep and recuperation, Sleep 34, 11–23, 2011.
[279] Pawlas K., Pawlas N., Boroń M., *Życie w pobliżu turbin wiatrowych, ich wpływ na zdrowie – przegląd piśmiennictwa*, Med Srod.15(4), 150–158., 2012.
[280] Leventhall G., *Infrasound from wind turbines-fact, fiction or deception*, Canadian acoustics 34(2), 2011.
[281] Pawlas K., Pawlas N., Boroń M., *Życie w pobliżu turbin wiatrowych, ich wpływ na zdrowie – przegląd piśmiennictwa,* Med Srod.15(4), 150–158, 2012.
[282] Leventhall G., *Low frequency noise. what we know, what we do not know, and what we would like to know*, Journal Of Low Frequency Noise, Vibration And Active Control 28(2), 79–104, 2009.
[283] Leventhall G., *Infrasound from wind turbines-fact, fiction or deception*, Canadian Acoustics 34(2), 2011
[284] Maijala P., Turunen A., Kurki I., Vainio L., Pakarinen S., Kaukinen C., Sainio M., *Infrasound Does Not Explain Symptoms Related to Wind Turbines, Finland Prime Minister's Office, Helsinki, 2020.*
[285] Van Kamp I., van den Berg F., *Health effects related to wind turbine sound: An update*, International journal of environmental research and public health, 18(17), 9133, 2021.

widzenia turbiny wiatrowe nie są urządzeniami wyjątkowymi. Należy jednak wskazać, że każdy człowiek narażony jest na oddziaływanie infradźwięków występujących w jego otoczeniu, niezależnie od miejsca, w którym przebywa[286,287]. Prawdą jest, że potencjalnie, po przekroczeniu pewnych poziomów natężenia, infradźwięki mogą przyczynić się do uciążliwości sprowadzających się do nadmiernego zmęczenie, dyskomfortu, czy też innych funkcji fizjologicznych. Niemniej wszystkie te zjawiska, co również podkreślono już wcześniej, odbierane i opisywane są przez badanych w sposób subiektywny i zależny od wrażliwości osobniczej.

Stwierdzono, że dopiero narażenie na bardzo wysoki poziom hałasu infradźwiękowego może być niebezpieczne dla zdrowia[288]. Tym samym oceniając narażenie na hałas infradźwiękowy, w tym pochodzący od pracy turbin wiatrowych, należy znać poziomy ciśnienia akustycznego hałasu infradźwiękowego w środowisku i na tej podstawie podejmować próbę oceny zagrożenia. W rozdziale 1 wykazano, że hałas infradźwiękowy rejestrowany wokół farm wiatrowych jest na poziomie zbliżonym do emisji źródeł naturalnych oraz poniżej progu percepcji człowieka.

Obecnie w Polsce brak przepisów regulujących ocenę hałasu infradźwiękowego oraz niskoczęstotliwościowego (LFN) w środowisku. Problem nie dotyczy wyłącznie oddziaływania turbin wiatrowych. Zarówno w środowisku pracy, komunalnym oraz zewnętrznym brak jest jakichkolwiek regulacji w tym zakresie. Istnieje pilna potrzeba uregulowania sposobów prowadzenia ocen hałasu infradźwiękowego oraz LFN w Polsce.

Najczytelniejsze przepisy w zakresie oceny hałasu infradźwiękowego ma Dania[289],[290].

Mimo iż, obecnie nie ma jednoznacznych dowodów na oddziaływanie infradźwięków pochodzących od turbin wiatrowych na zdrowie człowieka to wprowadzenie rozwiązań wzorowanych na duńskich, po odpowiednim ich doprecyzowaniu i uwzględnieniu polskich uwarunkowań, wydaje się być zasadne. Ta tematyka wymaga pogłębionych badań, w ramach których można sformułować zalecenia do metodyki referencyjnej wykonywania obliczeń oraz pomiarów hałasu niskoczęstotliwościowego i infradźwiękowego w odniesieniu do turbin wiatrowych. Przykładowa uproszczona procedura oceny mogłaby przebiegać następująco:

a) na podstawie widma hałasu określonego przez producenta określić emisję źródła. W przypadku braku odpowiednich danych, wykonać pomiar widma hałasu

[286] Zagubień A., Wolniewicz K., *Domowe źródła hałasu niskoczęstotliwościowego*, Rocznik Ochrona Środowiska 19, 682–693, 2017.
[287] Zagubień A., Wolniewicz K., Everyday exposure to occupational/non-occupational infrasound noise in our life, Archives of Acoustics 41(4), 659–668, 2016.
[288] Helbin J., *Środowiskowe czynniki fizyczne wpływające na organizm człowieka,* Wybrane problemy higieny i ekologii człowieka, Wydawnictwo UJ. Kraków, 2008.
[289] Rozporządzenie Ministra Środowiska Danii, *Bekendtgørelse om støj fra vindmøller*, Bekendtgørelse 1284 af 15/12/2011.
[290] Rozporządzenie Ministra Środowiska Danii, *Bekendtgørelse om støj fra vindmøller*, Bekendtgørelse 135 af 07/02/2019.

w bezpośrednim sąsiedztwie turbiny stosując np. uproszczoną procedurę wyznaczenia poziomu mocy akustycznej źródła w oparciu o IEC 61400-11[291],

b) przyjąć w obliczeniach typową standaryzowaną izolacyjność akustyczną przegród zewnętrznych budynku (w Dani wartość ta zdefiniowana jest na podstawie serii badań; potrzebne byłyby badania Polskie w celu zdefiniowana tej wartości dla naszej typowej zabudowy mieszkaniowej),

c) dokonać oceny poziomu hałasu wewnątrz pomieszczeń mieszkalnych na podstawie obliczeń, w oparciu o dane wskazane w pp.a i pp.b oraz zdefiniowane prawnie formuły (podejście to w praktyce pozwala odseparować wynik przeprowadzonej oceny od lokalnych wpływów, takich jak, np. hałas bytowy),

d) na etapie pomiarów kontrolnych, modyfikując metodykę stosowaną w Danii, pomiar hałasu niskoczęstotliwościowego można wykonać w odległości 3 m od elewacji budynku mieszkalnego i zrezygnować z określania mocy (pp. a),

e) ustalić dopuszczalne poziomy hałasu niskoczęstotliwościowego i infradźwiękowego (w Danii w porze nocy, w pomieszczeniach mieszkalnych jest to 20 dB(A) i 85 dB(G)). W Polsce, ze względu na inne obowiązujące normy, istnieje konieczność wprowadzenie odpowiednich limitów.

2.2 Migotanie światła

Migotanie cienia powinno być określane w ramach działań poprzedzających budowę farmy wiatrowej. Raporty mogą być dostarczane w taki sposób, aby można było zrozumieć możliwy wpływ cienia na nieruchomości, budynki i drogi.

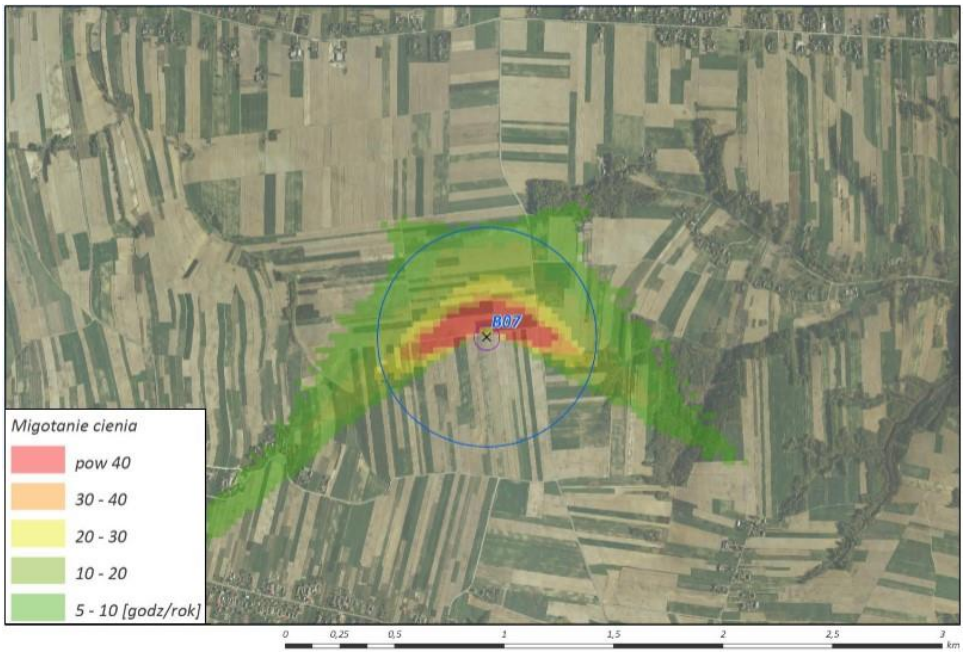
Intensywność efektu migotania cienia, i tym samym jego postrzeganie przez człowieka, zależą od wielu czynników, do których należy zaliczyć przede wszystkim[292]:

- wysokość wieży i średnica rotora;
- odległość obserwatora od farmy wiatrowej;
- pora roku;
- zachmurzenie;
- obecność naturalnych barier (np. drzew) pomiędzy turbiną wiatrową a obserwatorem;
- orientacja okien w budynkach zlokalizowanych w strefie migotania cieni, względem turbiny wiatrowej generującej zjawisko,
- oświetlenie w pomieszczeniu.

[291] IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.
[292] Ove Arup and Partners, *Planning for Renewable Energy. A Companion Guide to PPS22*, Stationery Office, 2004.

Określenie stopnia uciążliwości omawianego oddziaływania optycznego możliwe jest przy wykorzystaniu specjalistycznego oprogramowania komputerowego (np. WindPRO, WindFarmer, WindPass), posiadającego szereg opcji pozwalających stwierdzić, jak będzie wyglądało zjawisko padania cienia dla konkretnych warunków środowiskowych. Kalkulacje ukazują w sposób precyzyjny, jak często i w jakich odstępach czasowych dany odbiorca będzie dotknięty cieniem generowanym przez farmę wiatrową[293].

Wskazane powyżej programy komputerowe przeprowadzają symulację polegającą na analizie pozycji słońca względem turbiny wiatrowej, w odstępach minutowych dla okresu całego roku. W celu przeprowadzenia obliczeń, konieczne jest wprowadzenie do programu następujących danych wejściowych: parametry techniczne turbiny wiatrowej, rozmieszczenie obiektów mieszkalnych, czy też lokalizacji i orientacji okien w tych zabudowaniach. Wykorzystywany model obliczeniowy bazuje również na danych meteorologicznych. Przy użyciu specjalistycznych programów komputerowych możliwe jest przeprowadzenie dwóch rodzajów obliczeń – rzeczywiste padanie cienia i „najgorszy możliwy przypadek". Pierwsza sytuacja opiera się na faktycznych danych ze stacji meteorologicznej. „Najgorszy możliwy przypadek" to sytuacja, która zakłada wszelkie zjawiska fizyczne potęgujące padanie cienia, np. brak zachmurzenia. Wynik dla „najgorszego możliwego przypadku" określa maksymalny czas występowania tzw. efektu migotania cienia , jakie może wytworzyć konkretna farma wiatrowa. Przedstawiając wyniki z takich obliczeń, możemy być pewni, że oddziaływanie cieniem nie będzie większe dla danego projektu[294].

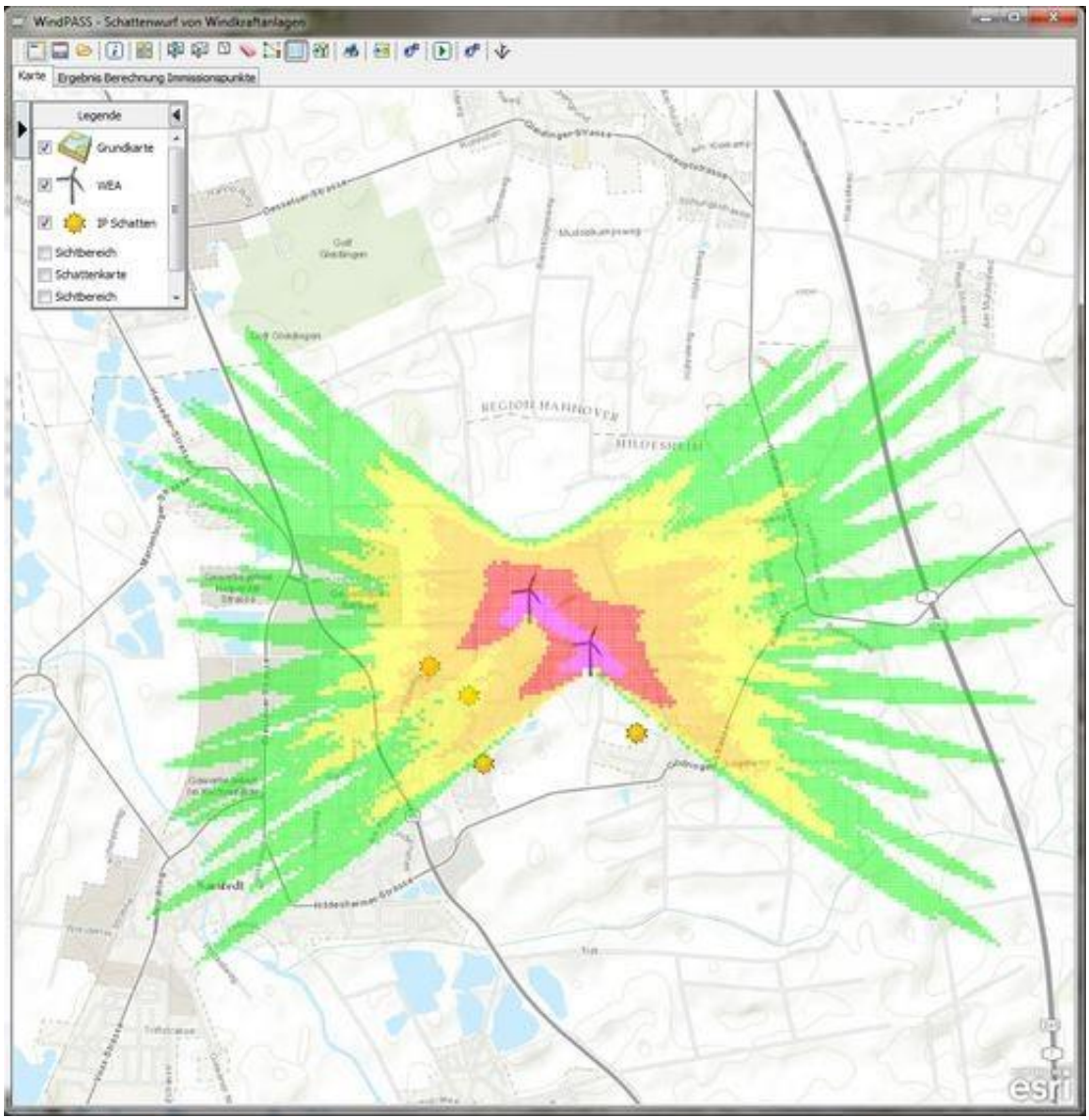


Rys. 2.1. Mapa motylkowa przedstawiająca efekt migotania cienia powstającego w wyniku eksploatacji turbiny wiatrowej[295].

[293] Nawrotek M., *Efekt migotania cienia*, GLOBEnergia: Odnawialne Źródła Energii (2), 2012.
[294] *Ibidem*.
[295] https://archiwum.myslowice.net/assets/files/entries/Elektrowniewiatrowefaktyimity.pdf

Wyniki z przeprowadzonych obliczeń można przedstawić ponadto w postaci tzw. mapy motylkowej. Mapa motyli pokazuje sumę minut, przez jaką każda komórka rastra na mapie będzie zacieniona w ciągu roku.

Użytkownik może interaktywnie zdefiniować rozdzielczość komórek rastrowych oraz kroki czasowe, dla których obliczana jest mapa motyli. Liczba minut, przez które każda komórka rastrowa jest zacieniona, jest wyświetlana w okienku po kliknięciu komórki rastrowej na mapie motyla[296]. Przykładowy rzut ze specjalistycznego programu komputerowego przedstawia Rys. 2.2. Z kolei we wcześniejszej części niniejszej publikacji zaprezentowano wyniki graficzne uzyskane przy użyciu programu WindFarmer.



Rys. 2.2. Symulacja tzw. efektu migotania cienia w programie komputerowym WindPASS[297].

[296] MOSS Computer Grafik Systeme GmbH, *WindPASS shadow*. https://www.esri.com/partners/moss-computer-grafik-a2T70000000TNZLEA4/windpass-shadow-a2d70000001AVh5AAG
[297] *Ibidem.*

2.3 Pole elektromagnetyczne

Badania wpływu wolnozmiennych pól elektromagnetycznych na zdrowie ludzi były jednymi z najszerzej prowadzonych badań epidemiologicznych w historii[298]. Wynikało to z powszechności sieci i instalacji elektrycznych o częstotliwości 50 Hz (60 Hz) oraz też z przekonania o szkodliwości ich odziaływania, w szczególności w zakresie niektórych typów nowotworów. Wyniki tych badań są niejednoznaczne, jedno jest jednak pewne, że potencjalnym czynnikiem kancerogennym może być długotrwałe (wieloletnie) przebywanie w środowisku o wysokim poziomie natężenia pola magnetycznego 50 Hz. Z jednej strony pole magnetyczne 50 Hz jest klasyfikowane zatem jako czynnik „o prawdopodobnym działaniu rakotwórczym", z drugiej strony krytyczny przegląd dostępnej literatury naukowej dostarcza argumentów zarówno za istnieniem związków pomiędzy polem magnetycznym 50/60 Hz i ryzykiem nowotworowym, jak i argumentów przeciwko takiej koncepcji[299]. Należy jednak zauważyć, że przepisy obowiązujące w Polsce – Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r.[300] zapewniają dostateczny poziom bezpieczeństwa ludziom, znajdującym się w odziaływaniu takich pól, zwłaszcza, że wymagania dla Polski są w tym zakresie bardziej restrykcyjne, niż w innych krajach. Potwierdza to przedstawiona poniżej Tab. 2.3.

Tab. 2.3. Zestawienie przepisów odnośnie dopuszczalnych wartości pola magnetycznego 50 Hz[301]

Państwo lub organizacja międzynarodowa	Wartość dopuszczalna natężenia pola elektromagnetycznego H [A/m]	Uwagi i zalecenia odnośnie stosowania wartości dopuszczalnej
Austria	80	Tzw. Poziom odniesienia
Belgia	-	Wartość dopuszczalna obowiązuje tylko dla składowej elektrycznej pola (E)
Chorwacja	80	Wartość identyczna z zalecaną przez ICNIRP
Czechy	80	Wartość identyczna z zalecaną przez ICNIRP
Dania	-	Brak przepisów; zalecane tzw. podejście ostrożnościowe, t.j. ograniczanie budowy linii napowietrznych blisko budynków mieszkalnych i odpowiednio – wznoszenia budynków mieszkalnych w sąsiedztwie linii istniejących
Estonia	80	Wartość zalecana przy ekspozycji długotrwałej wg Recommendation 1991/519/EC
Finlandia	80	Wartość rekomendowana przy ekspozycji długotrwałej
	400	Wartość rekomendowana przy ekspozycji krótkotrwałej
Francja	80	Wartość rekomendowana dla ekspozycji w polach wytwarzanych przez nowe i przebudowywane

[298] Szuba M., *Linie I stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2008.
[299] *Ibidem.*
[300] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).
[301] Szuba M., *Linie I stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2008.

		obiekty oraz instalacje systemu elektroenergetycznego pracujące w normalnych warunkach
Hiszpania	-	Brak przepisów dla pól o częstotliwości 50 Hz
Holandia	96	Zalecenie Rady ds. Zdrowia Holandii (wartość kontrolowana)
	80	Zalecenie rządowe dla władz lokalnych i kompanii energetycznych
	0,32	Wartość uśredniona w ciągu 1 roku; zalecenie rządowe dla władz lokalnych i kompanii energetycznych w przypadku miejsc długotrwałego przebywania dzieci (mieszkania, szkoły); zalecenia dla nowych linii napowietrznych oraz nowych budynków lokalizowanych w sąsiedztwie linii napowietrznych, pod warunkiem, że jest to możliwe do zrealizowania
Niemcy	80	Wartość rekomendowana dla ekspozycji w polach wytwarzanych przez obiekty oraz instalacje systemu elektroenergetycznego (linie napowietrzne i kablowe, stacje elektroenergetyczne itp.)
	160	J/w, lecz przy ekspozycji trwającej mniej niż 1,2 godz. na dobę
Polska	60	Przebywanie w polu bez ograniczeń czasowych
Portugalia	80	Wartość rekomendowana przy ekspozycji długotrwałej
Słowenia	8	Na terenach szczególnej ochrony (miejsca lokalizacji budynków mieszkalnych, szkół, szpitali, centrów wypoczynku itp.)
	80	Na pozostałych terenach
Szwajcaria	0,8	W przypadku budowy nowych linii napowietrznych poziom zalecany na terenach szczególnej ochrony (miejsca lokalizacji budynków mieszkalnych, szkół, szpitali, centrów wypoczynku itp.), jeśli jest możliwy do osiągnięcia bez ponoszenia nadmiernych kosztów Tzw. „podejście ostrożnościowe”
	80	Na pozostałych terenach
Szwecja	80	Zalecenia szwedzkich służb ochrony radiologicznej
	-	W przypadku nowych linii zaleca się stosowanie tzw. podejścia ostrożnościowego, zmierzającego do utrzymania naturalnych poziomów pola magnetycznego, pod warunkiem, że nie pociąga to nadmiernych kosztów realizacji przedsięwzięcia
Węgry	80	Określane na wysokości 1,5 m npt
Wielka Brytania	80	Tzw. poziom odniesienia
Włochy	80	Tzw. limit ekspozycyjny
	8	Tzw. poziom uwagi; średnia dobowa w przypadku przebywania w polu wytwarzanym przez linie napowietrzne co najmniej przez 4 godziny dziennie

	2,4	Tzw. cel jakościowy; średnia dobowa w przypadku przebywania w polu wytwarzanym przez nowobudowane linie napowietrzne
ICNIRP	80	Przebywanie w polu bez ograniczeń czasowych International Commission on Non-Ionizing Radiation Protection.
Rekomendacja dla krajów Unii Europejskiej	80	Wartość zalecana przy ekspozycji długotrwałej wg Recommendation 1991/519/EC. Council of European Union.

Syntetyczne zestawienie opinii dotyczących odziaływania stałych i wolnozmiennych pól magnetycznych na organizmy żywe przedstawiono w Tab. 2.4.

Tab. 2.4. Odziaływanie pól magnetycznych stałych i wolnozmiennych na organizmy żywe[302]

NATĘŻENIE POLA [A/m]	STAŁE POLE MAGNETYCZNE		ZMIENNE POLE MAGNETYCZNE O CZĘSTOTLIWOŚCI 50 Hz	
	Oddziaływanie na organizmy żywe	Konieczność ochrony człowieka	Oddziaływanie na organizmy żywe	Konieczność ochrony człowieka
Poniżej 0,8	Brak jakichkolwiek efektów; pola magnetyczne tej wartości nie są odczuwalne przez organizmy żywe	Brak wskazań do ograniczania i ochrony ludzi	Brak jednoznacznego poglądu, przeważa opinia o braku efektów	Brak jednoznacznego stanowiska ekspertów
0,8÷8,0	Brak jakichkolwiek efektów; pola magnetyczne tej wartości nie są odczuwalne przez organizmy żywe	Brak wskazań do ograniczania i ochrony ludzi	Badania epidemiologiczne wskazują na możliwość nieznacznego zwiększonego ryzyka zachorowania na niektóre rzadkie postacie nowotworów złośliwych (białaczki, guzy mózgu)	Zalecenia świadomego ograniczania przebywania ludzi w pobliżu elektrycznego sprzętu domowego w okresie jego użytkowania
8,0÷80	Brak efektów fizjologicznych; zakres naturalnego pola magnetycznego ziemi; odbierany przez niektóre zwierzęta	Brak wskazań do ograniczania i ochrony ludzi	Jak w polach 0,8 ÷ 8,0 A/m, ponadto możliwość występowania reakcji fizjologicznych w osób nadwrażliwych na pola elektromagnetyczne	Zalecenia świadomego unikania lub ograniczania czasu przebywania w polach magnetycznych tej wielkości
80÷800 (0,1÷1mT)	Brak efektów fizjologicznych	Brak wskazań do ograniczania i ochrony ludzi	Możliwość odczuwania przepływu prądów indukowanych u osób nadwrażliwych na pola elektromagnetyczne	Ograniczenia dla ludności: WHO (1984): Cały dzień – 80 A/m Kilka godz. – 800 A/m Unia Eur. (1995): Cały dzień – 502 A/m
800÷8000 (0,1÷10mT)	Brak efektów fizjologicznych	Brak wskazań do ograniczania i ochrony ludzi	Indukcja prądów odczuwalnych przez człowieka w polach około 4 kA/m (5mT)	Ograniczenia dla pracowników: WHO (1984): Cały dzień – 400A/m Kilka godzin – 4000 A/m

[302] Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).

				Unia Eur. (1995): cały dzień – 1280 A/m
8000÷80 000 (10÷100 mT)	Brak oddziaływania na organizm człowieka (badania pracowników)	Ograniczenia dla ludności; WHO (1984); i Europa (1995); cały dzień – 32 kA/m (40 mT)	Możliwość porażenia prądami indukowanymi przez pole magnetyczne ponad 20 kA/m (25 mT)	Zakaz przebywania ludzi w polach magnetycznych 50 Hz o natężeniu pond 40 kA/m
80 000÷8 mln (1÷10 T)	Możliwość zmian fizjologicznych niektórych narządów pod wpływem pól silniejszych niż 1,6 MMA/m (2T)	Ograniczenia dla pracowników: 160 – 1600 kA/m	Zagrożenie życia z powodu porażeń prądami indukowanymi przez pole magnetyczne	

Jak wynika z pracy[303], przeprowadzono pomiary pola magnetycznego w pobliżu 15 turbin wiatrowych o mocy 1,8 MW, dwóch podstacji, różnych kolektorów nadziemnych i podziemnych oraz linii przesyłowych i pobliskich domów, w różnych scenariuszach operacyjnych (silny wiatr, niewielki wiatr i podczas warunków bezwietrznych). Stwierdzono, że poziomy pola magnetycznego szybko maleją wraz ze wzrostem odległości i że żadne z potencjalnych źródeł pól elektromagnetycznych nie miało wpływu na poziom pola magnetycznego w pobliskich domach. W rzeczywistości autorzy zauważają, że poziomy pól magnetycznych w pobliżu turbin wiatrowych były niższe niż poziomy wytwarzane przez wiele typowych domowych urządzeń elektrycznych i znacznie poniżej istniejących wytycznych regulacyjnych w odniesieniu do zdrowia ludzkiego.

Powyższe obserwacje potwierdzają wyniki badań[304] przeprowadzone w Grecji – autorzy stwierdzają, że pole elektromagnetyczne wokół elektrowni wiatrowych było podobne lub niższe w porównaniu do występującego w rejonach miejskich oraz znacznie poniżej krajowych i międzynarodowych limitów bezpieczeństwa.

Podobne wnioski wyciągnąć można z pomiarów wykonywanych autorów niniejszej monografii wokół stacji GPZ oraz wież turbin w wybranych farmach wiatrowych na terenie Polski. Rezultaty tych badań zestawiono w poniższych tabelach. Metodykę pomiarową przyjęto zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Klimatu (Dz.U. 2020 poz. 258)[305]. Pomiary składowej elektrycznej pola elektromagnetycznego wykonano w każdym punkcie pomiarowym na wysokości 2,0 m nad powierzchnią terenu, na trzech wzajemnie prostopadłych kierunkach x, y, z, stosując wysięgnik dla miernika składowej elektrycznej celem eliminacji zakłóceń. Pomiary składowej magnetycznej pola elektromagnetycznego wykonano w każdym punkcie pomiarowym w pionach pomiarowych na wysokościach od 0,3 do 2,0 m nad powierzchnią terenu, na trzech wzajemnie prostopadłych kierunkach x, y, z. (Tab. 2.5 oraz Tab. 2.6)

[303] McCallum L.C., Whitfield Aslund M.L., Knopper L.D., *Ferguson G.M., Ollson C.A. Measuring electromagnetic fields (EMF) around wind turbines in Canada: is there a human health concern?*, Environ Health 13(1), 9, 2014.
[304] Aris A., Yiannis K., Charilaos, T., et al. *Extremely Low Frequency Electromagnetic Field Exposure Measurement In The Vicinity Of Wind Turbines,* Radiat Prot Dosimetry 189(3), 395–400, 2020.
[305] Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 17 lutego 2020 r. w sprawie sposobów sprawdzania dotrzymania poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 18 lutego 2020 r., poz.258).

Tab. 2.5. Poziomy pól elektromagnetycznych przy wieżach turbin wiatrowych

Składowa elektryczna E				
Kierunek pomiaru	Wyniki pomiaru		Poziom dopuszczalny	
	Wartość	Wysokość pomiaru	Teren zabudowy mieszkaniowej	Teren niezabudowany
	[V/m]	[m]	[V/m]	[V/m]
X	2,8÷4,3	2,0	1000	10000
Y	2,9÷3,9			
Z	3,2÷4,7			
Składowa magnetyczna H				
Kierunek pomiaru	Wyniki pomiaru		Poziom dopuszczalny	
	Wartość	Wysokość pomiaru	Teren zabudowy mieszkaniowej	Teren niezabudowany
	(A/m)	(m)	(A/m)	(A/m)
X	0,03÷0,05	0,3÷2,0	60	60
Y	0,03÷0,05			
Z	0,03÷0,05			

Tab. 2.6. Poziomy pól elektromagnetycznych przy stacji GPZ

Składowa elektryczna E				
Kierunek pomiaru	Wyniki pomiaru		Poziom dopuszczalny	
	Wartość	Wysokość pomiaru	Teren zabudowy mieszkaniowej	Teren niezabudowany
	(V/m)	(m)	(V/m)	(V/m)
X	3,7÷190,0	2,0	1000	10000
Y	2,9÷220,6			
Z	13,2÷500,6			
Składowa magnetyczna H				
Kierunek pomiaru	Wyniki pomiaru		Poziom dopuszczalny	
	Wartość	Wysokość pomiaru	Teren zabudowy mieszkaniowej	Teren niezabudowany
	(A/m)	(m)	(A/m)	(A/m)
X	0,02÷0,05	0,3÷2,0	60	60
Y	0,03÷0,28			
Z	0,03÷0,06			

Na żadnej z badanych farm wiatrowych nie zarejestrowano poziomów pól elektromagnetycznych przekraczających poziomy dopuszczalne dla zabudowy mieszkaniowej wynoszące 1 kV/m dla składowej elektrycznej i 60 A/m dla składowej magnetycznej.

Na podstawie przeprowadzonych rozważań oraz wyników pomiarów, można stwierdzić, że oddziaływanie turbin wiatrowych na zdrowie człowieka w zakresie pól elektromagnetycznych, należy rozpatrywać jako odziaływanie w zakresie pól typu ELF (*extra low frequencies*, 50 Hz), przy zastosowaniu dedykowanych im norm.

Z uwagi na wysokość masztów turbin wiatrowych, dla ludzi znajdujących się na powierzchni ziemi oddziaływania ze strony generatorów i innych urządzeń znajdujących się w gondoli turbiny mogą nie być brane pod uwagę. Składowe elektryczna i magnetyczna pola elektromagnetycznego, które mogą oddziaływać na człowieka są wytwarzane przez urządzenia elektryczne wyprowadzające moc z wiatraka i doprowadzające ją do stacji rozdzielczej (SN lub 110/SN kV). Z analiz obliczeniowych i pomiarów (w tym także wykonanych przez autorów monografii) wynika, że wartości natężenia tych pól są co najmniej kilka lub kilkanaście razy niże od dopuszczalnych przepisami (Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r.). Zagęszczenie powierzchniowe linii kablowych lub ich zbliżenie do zabudowań może skutkować większymi wartościami natężenia pola magnetycznego, ale przekroczenie wartości krytycznych jest niemożliwe, jeśli wykluczone zostaną ewidentne błędy projektowe w zakresie budowy linii i wymagania określone w normie[306]. Transformatory i urządzenia rozdzielcze są tak umieszczone, że żaden człowiek nie podejdzie na tyle blisko (ze względu na przegrody i ogrodzenia), aby generowane pole elektromagnetyczne mogło spowodować jakiekolwiek konsekwencje w zakresie jego zdrowia[307],[308].

Tym samym, jeśli wewnętrzna sieć farmy wiatrowej i jej pozostała infrastruktura elektroenergetyczna, zbudowane są zgodnie z zasadami sztuki inżynierskiej analogicznymi jak dla linii kablowych stosowanych w dystrybucji energii elektrycznej na poziomie odbiorców komunalnych i przemysłu, to pole elektromagnetyczne związane z funkcjonowaniem elektrowni wiatrowej nie ma, zgodnie z aktualnie obowiązującymi w Polsce przepisami, negatywnego wpływu na zdrowie człowieka.

Oddzielnego podejścia wymaga ocena oddziaływania pracowników przebywających krótkotrwale w gondolach turbin wiatraków w celu wykonywania napraw i konserwacji. W tych przypadkach należy ściśle przestrzegać zaleceń Centralnego Instytutu Bezpieczeństwa Pracy oraz instrukcji obsługi wydanych przez producentów poszczególnych typów urządzeń.

2.4 Wibracje i drgania

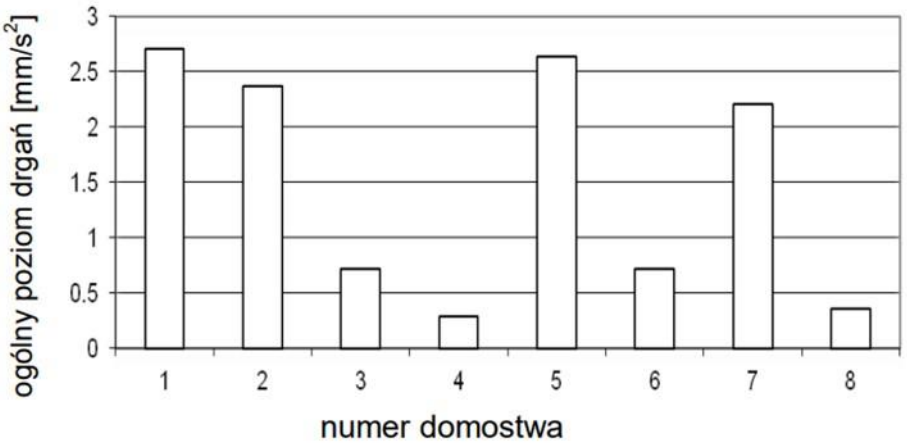
Obecnie stosowana w Polsce metodyka określania stopnia maksymalnego natężenia negatywnych oddziaływań elektrowni wiatrowych na zdrowie człowieka oraz dopuszczalne normy w zakresie wibracji, zapewniają odpowiedni poziom bezpieczeństwa[309],[310].

[306] Norma N SEP-E 004, *Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe, Projektowanie i budowa*.
[307] *The Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Field Implications for Wind Farming in Australia*, Australian Wind Energy Association, 2004.
[308] Krug F., Lewke B., *Electromagnetic Interference on Large Wind Turbines*, Energies 2, 1118–1129, 2009.
[309] PN-B-02170:2016–12, *Ocena szkodliwości drgań przekazywanych przez podłoże na budynki*, PKN, Warszawa, 2016.
[310] PN-B-02171:2017, *Ocena wpływu drgań na ludzi w budynkach*, PKN, Warszawa, 2017.

W oparciu o Międzynarodową Organizację Standardów – ISO 2631[311], można wyróżnić trzy progi wrażliwości człowieka na ekspozycję drganiową: I – próg odczucia, II – próg dokuczliwości, III – próg wytrzymałości.

Z badań przeprowadzonych przez Nguyen wraz ze współpracownikami[312] ocena oparta na podstawie norm AS 2670-2 i BS 6472-1 (gdzie normy australijskie są identyczne z normą ISO 2631) wykazała, że poziomy drgań na podłodze w mieszkaniach prawdopodobnie nie będą powodować dyskomfortu lub negatywnych komentarzy[313]. Zmierzone poziomy drgań farm wiatrowych mierzonych wewnątrz budynków mieszkalnych zlokalizowanych w pobliżu wykazały, że otrzymane wartości były poniżej dopuszczalnych poziomów. Co więcej, porównanie sygnałów drgań z krzywą podstawową przyspieszenia określoną w normie AS 2670-2, wykazało, że zmierzone poziomy drgań na ramie łóżka i podłodze były zbyt niskie, aby powodować dyskomfort.

Jak wskazuje P. Gaj i J. R. Blaszczak[314] najbardziej szkodliwe dla zdrowia ludzkiego są drgania o bardzo niskich częstotliwościach (od kilku do kilkudziesięciu Hz). Przeprowadzili oni badania, w których najbliższe domostwo, znajdowało się w odległości 300 m od turbiny wiatrowej. Na podstawie uzyskanych wyników, Gaj i Błaszczak stwierdzili, że w zakresie bardzo niskich częstotliwości (a więc szczególnie szkodliwych dla człowieka) zmierzone wartości drgań były małe. Wskazali oni także, że na podstawie przeprowadzonych badań trudno doszukać się negatywnego wpływu turbin wiatrowych na zdrowie ludzi i zwierząt.



Rys. 2.3. Porównanie poziomów drgań dla wybranych domostw[315].

Domostwo nr 1 zlokalizowane było odległości 300 od turbiny wiatrowej, zaś przykładowo domostwo nr 5 w odległości 900 m od turbiny. Z powyższego wykresu wynika, że uzyskane ogólne poziomy drgań są niskie, natomiast nie ma znaczącej różnicy pomiędzy wartościami

[311] ISO-2631:1997, *Mechanical vibration and shock – Evaluation of human exposure to whole-body vibration.*
[312] D.P. Nguyen, K. Hansen, B. Zajamsek, *Human perception of wind farm vibration*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 39(1), 17–27, 2020.
[313] PN-B-02171:2017, *Ocena wpływu drgań na ludzi w budynkach*. PKN, Warszawa, 2017.
[314] Gaj P., Blaszczak J.R., *Pomiary drgań przy użyciu niestacjonarnego systemu monitoringu turbin wiatrowych*, Cieplne Maszyny Przepływowe 143, 23–32, 2013.
[315] *Ibidem.*

uzyskanymi dla poszczególnych domostw. Co ważne, w żadnym z badanych odległości nie doszło do przekroczenia wartości progowych w przypadku drgań mechanicznych (wartość progowa 2,5 m/s^2) oraz w postaci drgań ogólnych (wartość progowa 0,5 m/s^2), określonych dla pracowników, czyli osób najbardziej narażonych na negatywne oddziaływanie drgań z elektrowni wiatrowej, o których mowa w rozporządzeniu Ministra Gospodarki i Pracy[316].

W ostatnich latach eksploatacja turbin wiatrowych łączona jest także z powodowaniem różnych objawów i chorób, wśród których wyróżnić można chorobę wibroakustyczną (VAD). W 2007 r. Alves-Pereira i Castelo Branco[317] wydali komunikat prasowy, w którym zasugerowali, że mieszkanie w pobliżu turbin wiatrowych prowadzi do rozwoju choroby wibroakustycznej u mieszkańców pobliskich domów. Jednakże badania nie zostały opublikowane w recenzowanym czasopiśmie ani poddane szczegółowej recenzji naukowej. Zostały one jedynie zaprezentowane na konferencji. Co więcej, biorąc pod uwagę miejsce ich rozpowszechniania i ograniczoną dostępność danych, trudno jest ocenić, czy dostarczone przez Alves-Pereira i Castelo Branco informacje są wiarygodne i ważne. Nietrudno bowiem zauważyć, że badania te nie zawierają pomiarów hałasu, a jedynie pomiary odległości od uczestników badania do najbliższych turbin. Tym samym przyjęta do badań próba nie zawiera odpowiedniej reprezentacji statystycznej potencjalnych skutków zdrowotnych. Podkreślić tutaj trzeba, że w przeciwieństwie do kwestionariuszy stosowanych przez Pedersena i innych[318, 319, 320] cel badań nie był ukryty przed uczestnikami.

Nie można jednak pominąć, że na 35 opublikowanych prac dotyczących choroby wibroakustycznej, w 34 współautorem jest minimum jeden z powyższej dwójki autorów. Podobnie jak w przypadku pracy Pierpont[321] i opisywanego przez nią syndromu turbiny wiatrowej, autorom Alves-Pereira i Castelo Branco zarzuca się brak związku pomiędzy chorobą wibroakustyczną, a ekspozycją na turbiny wiatrowe oraz tendencyjną w wyborze osób do badania.

Chapman i St. George[322] wprost wskazują, że choroba wibroakustyczna nie zyskała praktycznie żadnego uznania naukowego poza grupą, która wymyśliła ten termin. Twierdzenia dostępnie powszechnie, zgodnie z którym turbiny wiatrowe powodują ww. chorobę należy uznać za nieuzasadnione. Taki stan rzeczy może przyczynić się do powstania efektu nocebo wśród osób mieszkających w pobliżu turbin. Efekt ten z kolei obejmuje

[316] Rozporządzenie Ministra Gospodarki I Pracy z dnia 5 sierpnia 2005 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach związanych z narażeniem na hałas lub drgania mechaniczne (Dz. U. z 2005 r. Nr 157, poz. 1318).
[317] M. Alves-Pereira, N.C. Branco, *Industrial Wind Turbines, Infrasound and Vibro-Acoustic Disease (VAD)*, Press Release 31, 2007.
[318] Pedersen E., Persson Waye K., *Perception and annoyance due to wind turbine noise - a dose - response relationship*, Journal of the Acoustical Society of America 116, 3460–3470, 2004.
[319] Pedersen E., Persson Waye K., *Wind turbine noise, annoyance and self-reported health and well-being in different living environments*, Journal of Occupational and Environmental Medicine 64, 480-486, 2007.
[320] Pedersen E., Persson Waye K., *Wind turbines – low level noise sources interfering with restoration?*, Environmental Research Letters 3, 1–5, 2008.
[321] Pierpont N., *Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment*, Santa Fe, 294, 2009.
[322] Chapman S., St. George A., *How the factoid of wind turbines causing "vibroacoustic disease" came to be "irrefutably demonstrated"*, Australia New Zealand Journal of Public Health 33, 244–249, 2013.

wszystkie te okoliczności, w których dochodzi do pogorszenia funkcjonowania człowieka pod wpływem stosowania obojętnego terapeutycznie środka lub innych działań terapeutycznych, ale także podejmowanych pomiędzy pacjentem a personelem interakcji[323].

Mimo, iż powszechnie przyjmuje się, że drgania gruntu powodowane przez turbiny wiatrowe nie mają wykrywalnego wpływu na ludzi, potrzebne są dalsze prace badawcze, aby określić wpływ farm wiatrowych na drgania gruntu oraz odległość w jakiej powinny się one znajdować się od czułych sejsmicznych stacji pomiarowych ostrzegających przed trzęsieniami ziemi czy erupcjami wulkanów[324].

2.5 Oddziaływania mechaniczne – kawałki lodu, części łopat

Z pewnością uderzenie człowieka elementem mechanicznym lub bryłą lodu jest niebezpieczne dla jego życia. Ocenia się, że śmiertelne zagrożenie powstaje przy uderzeniu odłamkiem lodu o energii powyżej 40 J, co odpowiada odłamkowi o masie ponad 0,2 kg, spadającemu z wysokości 30÷50 m[325].

Tym samym przebywanie ludzi w pobliżu turbin wiatrowych (nawet w stanie ich zatrzymania) wiąże się z niebezpieczeństwem, które wynika z ryzyka odrywania się brył lodu i śniegu z łopat. Oszacowanie poziomu tego niebezpieczeństwa jest przedmiotem szeregu badań naukowych i analiz, jak też zaawansowanego monitoringu prowadzonego przez operatorów farm oraz wytwórców turbin. Jedną z jego miar jest wskaźnik LIRA (*Localized Individual Risk Meric*)[326],[327]. Określa on prawdopodobieństwo wypadku ze skutkiem śmiertelnym osoby przebywającej w danej strefie w ciągu roku.

Szacuje się[328], że ryzyko niebezpiecznego uderzenia kawałkiem lodu dla osoby przebywającej na zewnątrz koła o średnicy 2*H* (wysokość wieży wiatraka) jest mniejsze od 10^{-6} (w skali roku). Porównanie tej wartości z ryzykiem pochodzącym od innych obiektów infrastruktury technicznej oraz różnych rodzajów aktywności zawodowej człowieka podano w dalszej części książki.

[323] Colloca L., *Tell me the truth and I will not be harmed: informed consents and nocebo eff ects*, The American Journal of Bioethics 17(6), 46–48, 2017.
[324] Marcillo O.E., Carmichael J., *The detection of wind-turbine noise in seismic records*, Seismol. Res. Lett. 89, 1826–1837, 2018.
[325] Bresden R.E., Drapalik M., Butt B., *Understanding and acknowledging the ice throw hazard – consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication*, Journal of Physics, Conference Series 926, 01200, 2017.
[326] *Ibidem*
[327] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison, A.J.T., Sanderso E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.
[328] Bresden R.E., Drapalik M., Butt B., *Understanding and acknowledging the ice throw hazard – consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication*, Journal of Physics, Conference Series 926, 01200, 2017.

Potencjalny wpływ na zdrowie człowieka spowodowany wyrzucaniem lodu przez łopaty wirnika zauważony został także w pracach[329],[330].

Podchodząc bardzo poważnie do problemu ryzyka uderzenia człowieka odłamkiem lodu pochodzącym z turbiny wiatrowej, należy stwierdzić, że raport[331] zawierający zestawienie wypadków związanych z turbinami wiatrowymi w latach 1980–2020. wykazuje, że 2,7% ogółu tych wypadków były to zdarzenia tego typu.

2.6 Awarie katastrofalne i pożary

Katastrofa turbiny wiatrowej zapoczątkowana uszkodzeniem jednej z łopat, a potem kontynuowana w formie stopniowej destrukcji kolejnych i zakończona zawaleniem się całej wieży stanowi bardzo poważne zagrożenie dla życia osób znajdujących się w pobliżu. Ocena stopnia zagrożenia dokonywana jest poprzez analizę wskaźników ryzyka, które porównywane są następnie ze wskaźnikami ryzyka określanymi dla innych obszarów przebywania człowieka i innych rodzajów jego aktywności[332]. Najczęściej spotykanym wskaźnikiem jest ryzyko zdarzenia o skutku śmiertelnym, określane w skali roku (*annual risk of fatality*).

W kompleksowych analizach ryzyka i zagrożeń pochodzących od farm wiatrowych najistotniejszym elementem podlegającym ocenie jest złamanie łopaty lub oderwanie się jej istotnego fragmentu (50%, 33%, 25% długości)[333]. Częstość występowania poważnej awarii łopaty wiatraka (złamania całości lub części) ocenia się na poziomie $10^{-3} \div 10^{-4}$ na rok. Oznacza to, że dla 3000 turbin (9000 łopat) rocznie poważnemu uszkodzeniu może ulec około 10 łopat. Kwestia upadku ich na ziemię (trajektoria) i prawdopodobieństwo trafiania bezpośredniego (w człowieka) lub pośredniego (w budynek mieszkalny lub usługowy) jest złożonym problemem probabilistycznym. Zastosowanie analizy Monte Carlo pozwala na wyznaczenie wskaźników określanych jako warunkowy LSIR (*Location Specific Individual Risk*), przy czym termin „warunkowy" oznacza, że złamanie łopaty przyjęto jako fakt zaistniały. Innymi słowy, zdarzenie ze skutkiem śmiertelnym wynikające z awarii wiatraka wiąże się z iloczynem logicznym dwóch zdarzeń – złamania łopaty i trafienia przez złamany fragment osoby znajdującej się w pobliżu turbiny. W rezultacie uzyskuje się ryzyko pochodzące od turbin wiatrowych i wiążące się z pośrednim lub bezpośrednim zagrożeniem życia człowieka, który znajduje się na zewnątrz koła o promieniu $2H$[334] (H – wysokość

[329] Knopper L. D., Ollson C.A., *Health effects and wind turbines: A review of the literature*, Environmental Health 10(1), 2011.
[330] Knopper L.D., Olsson C.A., McCallum L.C. et al., *Wind turbines and human health*, Front Public Health 2, 63, 2014.
[331] *Wind turbine accident and incident compilation* 2020. http://www.caithnesswindfarms.co.uk/
[332] Rausand M., Risk Assessment. Theory, Methods and Application, Wiley, 2011.
[333] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.
[334] *Ibidem.*

wieży w metrach, z uwzględnieniem osi turbiny). Należy je rozpatrywać w zestawieniu z innymi czynnikami ryzyka, które niesie ze sobą współczesna cywilizacja (Tab. 2.7.).

Tab. 2.7. Oszacowanie rocznego poziomu zagrożenia śmiercią w wyniku odziaływania łopaty (lub jej fragmentu) dla turbiny wiatrowej o mocy 2,3 MW oraz innych zdarzeń i form aktywności człowieka[335],[336]

Źródło zagrożenia prowadzące do śmierci	Roczne ryzyko śmierci jednej osoby	Założenia
Turbina wiatrowa – bezpośrednie uderzenie łopatą lub jej fragmentem (awaria łopaty i uderzenie łącznie)	10^{-9}	W odległości większej niż 2*H* od wieży turbiny wiatrowej
Turbina wiatrowa – pośredni wpływ łopaty lub jej fragmentu (awaria łopaty i uderzenie łącznie)	10^{-8}	W odległości większej niż 2*H* od wieży turbiny wiatrowej
Nowotwór złośliwy	$2{,}6 \times 10^{-3}$	Uśredniona dla populacji. Anglia i Walia 1999
Wyładowanie atmosferyczne	$5{,}3 \times 10^{-8}$	Anglia i Walia 1995–1999
Przemysł wydobywczy	$1{,}09 \times 10^{-4}$	Wielka Brytania 1996–2001
Przemysł budowlany	$5{,}9 \times 10^{-5}$	Wielka Brytania 1996–2001
Rolnictwo	$5{,}8 \times 10^{-5}$	Wielka Brytania 1996–2001
Sektor usług	$3{,}0 \times 10^{-6}$	Wielka Brytania 1996–2001
Wesołe miasteczko	$4{,}8 \times 10^{-9}$	Zakłada się 4 przejazdy rocznie. Wielka Brytania 1996–2000
Wypadki drogowe (wszystkie formy)	6×10^{-5}	Wielka Brytania 1999
Wypadki w podróży koleją (na jedną podróż pasażera)	$2{,}3 \times 10^{-8}$	Śmiertelność jedną na podróż pasażera Wielka Brytania 1996–1997
Wypadki podczas podróży koleją (ryzyko roczne – dojazdy do pracy) Wypadki lotnicze (na podróż pasażera)	10^{-5}	Roczne ryzyko śmierci: 2 przejazdy dziennie, 45 tygodni rocznie. Śmiertelność przypadająca na podróże jednego pasażera Wielka Brytania 1991–2000
Wypadek lotniczy (roczne ryzyko – wyjazdy wakacyjne, na jednego pasażera)	$1{,}60 \times 10^{-8}$	Roczne ryzyko śmierci: 2 loty rocznie
Praca w przemyśle	8×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Praca w górnictwie	109×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Praca w budownictwie	59×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Praca w przemyśle metalowym	29×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Praca w przemyśle elektronicznym	2×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Praca w sektorze usług	3×10^{-6}	Dane Norwegia 2001 r.
Śmierć od uderzenia pioruna	8×10^{-7}	Dane Norwegia 2001 r.

Porównawczo można także wskazać inny rodzaj ryzyka cywilizacyjnego, pokazanego w[337]. Podaje ono ryzyko uderzenia samolotu w elektrownię jądrową, w przypadku, gdy znajduje się ona 8 km od lotniska. Wynosi ono 10^{-7}.

[335] Rausand M., *Risk Assessment. Theory, Methods and Application*, Wiley, 2011.
[336] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.
[337] Aircraft Impact, International Council ror Research and Innovation in Building and Construction, raport COIB 14421/2017, 2017.

W przypadku zachowania odpowiedniej odległości od wieży turbiny wiatrowej, zjawiska katastrofalne, związane z jej poważnym uszkodzeniem, zostają zmniejszone do poziomu, określanego jako roczne ryzyko zdarzenia o skutku śmiertelnym, o wartości mniejszej od 10^{-7}. Na podstawie [338],[339],[340],[341], można stwierdzić, że formuła Seiferta, opracowana pierwotnie dla określania krytycznego zasięgu rzutu odłamkami lodowymi, zapewnia poziom bezpieczeństwa o takiej wartości. Dla spotykanych obecnie modeli turbin jest to odległość około 300 m. Ustalenie dokładnego rozkładu ryzyka dla szczegółowo wybranych modeli, usytuowania wież, rozkładów prędkości i kierunku wiatru, wymaga gromadzenia danych o awaryjności oraz prowadzenia badań symulacyjnych metodą Monte Carlo. Wyniki przedstawione przez[342] i pokazane poniżej potwierdzają słuszność tezy o niskiej wartości ryzyka w odległości powyżej 300 m .

Pożary turbin wiatrowych doprowadzały w przeszłości nieuchronnie do utraty całych obiektów. Stąd bardzo znaczący rozwój technik zmniejszających ich ryzyko (aktywnych i pasywnych) oraz rozwój systemu monitorowania SCADA[343] minimalizuje zagrożenia dla człowieka poprzez zachowanie odpowiednich odległości od turbin i ich wież.

Ustalenie dokładnego rozkładu ryzyka dla szczegółowo wybranych modeli turbin, usytuowania wież, rozkładów prędkości i kierunku wiatru, wymaga gromadzenia danych o awaryjności oraz prowadzenia badań symulacyjnych metodą Monte Carlo. Przytoczone poniżej wyniki potwierdzają słuszność tezy o niskiej wartości ryzyka w odległości powyżej 300 m[344]. Przedstawiono na nich ryzyko śmiertelnego uderzenia (bezpośredniego lub pośredniego) w człowieka znajdującego się w kwadracie (1m x 1m) oraz (5 m x 5 m) na obszarze prostokąta 350 m x 350 m. Można zauważyć, że na zewnątrz koła o promieniu 300 m kolor niebieski (czyli ryzyko na poziomie 10^{-7}) jest kolorem dominującym (Rys. 2.4).

[338] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.

[339] Barclay C., *Wind Farms – Distance from housing*, Library of House of Commons SN/SC/5221, 2012.

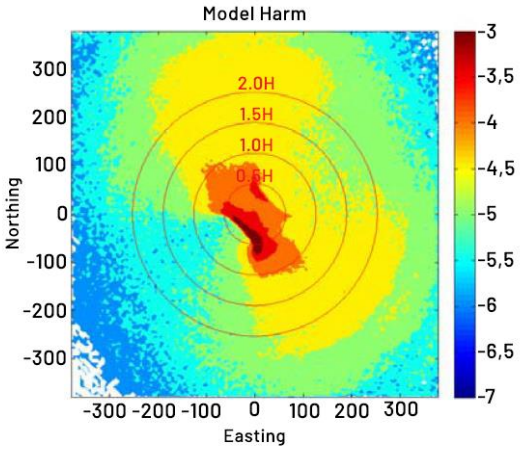
[340] Uadiale S., Urbán E., Carvel R., Lange D., Rein G. *Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines*, Fire Safety Science, 2014.

[341] Haugen K. B. M., *International Review of Policies and Recommendations for Wind Turbine Setbacks from Residences*, Minnesota Department of Commerce: Energy Facility, 2011.

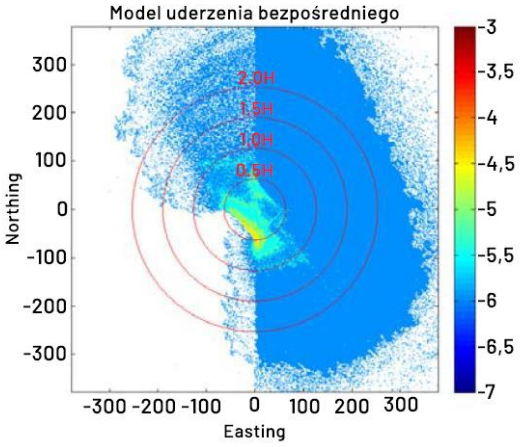
[342] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.

[343] Uadiale S., Urbán E., Carvel R., Lange D., Rein G. *Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines*, Fire Safety Science, 2014.

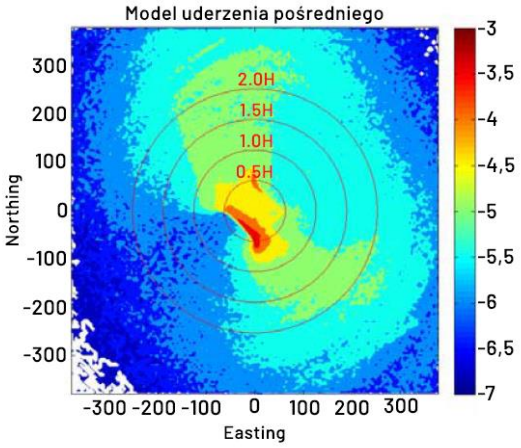
[344] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.



Prawdopodobieństwo upadku na siatce 5 m x 5 m



Prawdopodobieństwo śmierci spowodowanej bezpośrednim uderzeniem na siatce 1 m x 1 m



Prawdopodobieństwo śmierci spowodowanej uderzeniem pośrednim na siatce 5 m x 5 m

Rys. 2.4. Wyniki symulacji ryzyka śmiertelnego uderzenia fragmentem 1/3 łopaty (kolor ciemno niebieski 10^{-7}, kolor ciemno czerwony 10^{-3})[345].

[345] Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison A.J.T., Sanderson E.D., *Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines*, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.

Analiza uzyskanych wyników pozwala na stwierdzenie, że ryzyko śmiertelnego oddziaływania na człowieka, jako konsekwencja awarii turbiny wiatrowej jest dwa – trzy rzędy wielkości niższe od ryzyka pochodzącego od innych elementów infrastruktury technicznej oraz ryzyka związanego z jego aktywnością zawodową. Podstawowym warunkiem uzyskania tak niskich wartości ryzyka jest zachowanie odpowiedniego dystansu od wieży turbiny wiatrowej. W cytowanych wyżej publikacjach jest on określany jako 2*H* (czyli ponad 200 m). Jednakże nawet przebywanie w pobliżu wieży wiatraka wiąże się z ryzykiem porównywalnym z codziennymi przejazdami pociągiem do pracy (Tab. 2.7).

Pożary turbin wiatrowych doprowadzały w przeszłości nieuchronnie do utraty całych obiektów. Stąd bardzo znaczący rozwój technik zmniejszających ich ryzyko (aktywnych i pasywnych) oraz rozwój systemu monitorowania SCADA[346] minimalizuje zagrożenia dla człowieka poprzez zachowanie odpowiednich odległości od turbin i ich wież. Należy także podkreślić fakt, że producenci współcześnie instalowanych turbin wprowadzają powszechnie system zdalnego monitoringu ich pracy (SCADA) i poprzez system czujników (liczba czujników pojedynczej turbiny Vestas o mocy 3÷4 MW przekracza tysiąc[347],[348] są w stanie zdalnie identyfikować kondycję urządzeń, na długo przed wystąpieniem poważnych zakłóceń. Procedury i działania zmierzające do zmniejszenia niebezpieczeństwa zagrożenia pożarowego są przyjmowane jako standardy budowy i eksploatacji turbin wiatrowych[349].

Pożary turbin wiatrowych doprowadzały w przeszłości nieuchronnie do utraty całych obiektów. Stąd bardzo znaczący rozwój technik zmniejszających ich ryzyko (aktywnych i pasywnych) oraz rozwój systemu monitorowania SCADA[350] minimalizuje zagrożenia dla człowieka poprzez zachowanie odpowiednich odległości od turbin i ich wież.

Według publikacji[351] oraz danych WHO[352] prawdopodobieństwo pożaru turbiny wiatrowej w skali roku (według zgłaszanych przypadków) wynosi $6 \cdot 10^{-5}$, choć autorzy uważają, że realnie może być ono wyższe (nie są zgłaszane pożary, które udaje się ugasić). Tym samym dla 3000 turbin pożarem zagrożona jest mniej niż jedna rocznie. Istotnym ryzykiem (na poziomie $300 \cdot 10^{-6}$) obarczona jest praca osób budujących farmy wiatrowe oraz zajmujących się ich eksploatacją (praca na wysokości, urazy mechaniczne, skutki pożarów) co wskazują autorzy raportu European Agency for Safety and Health at Work oraz dane zawarte w[353]. Kluczem do unikania wypadków są szkolenia, sprzęt ochronny, rozwój kompetencji pracowników, wymiana informacji oraz montaż odpowiednich systemów alarmowych (EU-OSHA).

---

[346] Uadiale S., Urbán E., Carvel R., Lange D., Rein G. *Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines*, Fire Safety Science, 2014.
[347] Vestas Online Business, *Vestas Online Compact. Operator's Manual,* Vestas Wind Systems A/S, 2019.
[348] Performance Specification, Vestas V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz, Performance Specification V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz, 0067-7067 V10, 2019.
[349] Wind turbines. *Fire protection guideline*, CFRA Europe 22, Stockholm, 2010.
[350] Uadiale S., Urbán E., Carvel R., Lange D., Rein G. *Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines*, Fire Safety Science, 2014.
[351] *Ibidem*.
[352] Palmer W.K.G., *Wind Turbine Public Safety Risk, Direct and Indirect Health Impacts,* Journal of Energy Conservation 1(1), 41–78, 2018.
[353] *Wind turbine accident and incident compilation* 2020. http://www.caithnesswindfarms.co.uk/

3 Inwestycje w zakresie elektrowni wiatrowych

3.1 Ramy prawne

W Polsce dynamiczny rozwój energetyki wiatrowej odnotowano na początku XXI wieku. Zgodnie z danymi Urzędu Regulacji Energetyki[354] moc zainstalowana wzrosła z niemal 85 MW w 2005 roku do nieco ponad 5000 MW w 2015 roku. Oznacza to przyrost o 4900 MW w ciągu 10 lat.

Obecność farm wiatrowych może przyczyniać się do powstawania konfliktów, zarówno środowiskowych, jak i społecznych. Krajowa sieć obszarów chronionych, w tym sieć obszarów Natura 2000, jak i charakterystyczna dla terenów wiejskich zabudowa rozproszona, skutkują licznymi wyzwaniami w kontekście wyboru lokalizacji realizacji inwestycji wiatrowych. Wybór miejsca budowy farm wiatrowych musi być poprzedzony prawidłowo przeprowadzonym prognozowaniem skutków środowiskowych oraz społecznych. Tym samym obiekty wiatrowe należy lokalizować w oparciu o jedną z najważniejszych zasad, mianowicie z uwzględnieniem zasady zrównoważonego rozwoju, o której mowa zarówno w art. 5 Konstytucji Rzeczpospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r.[355], jak i art. 3 pkt 50 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska[356].

Realizacja elektrowni wiatrowych związana jest nie tylko z aspektem technicznym inwestycji, lecz także, a nawet przede wszystkim, z procesem zdobywania decyzji inwestycyjnych. Jest to proces złożony i długotrwały, czasem nawet kilkuletni.

Pomimo tak znaczącego rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce wskazuje się[357], że branża od samego początku napotyka na liczne wyzwania, wynikające m.in. z:

- regulacji w zakresie energetyki;
- regulacji w zakresie ochrony środowiska;
- regulacji w zakresie planowania;
- regulacji w zakresie podatkowym.

ENERGETYKA

Podstawowym aktem prawnym regulującym rozwój lądowej energetyki wiatrowej w Polsce jest ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii o odnawialnych źródłach energii[358]. Ustawa ta implementuje do prawa polskiego Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł

[354] *Moc zainstalowana* (MW) https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html
[355] Konstytucja Rzeczpospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483, ze zm.), Konstytucja RP.
[356] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.)
[357] Zajdler R., *Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)*, Instytut Sobieskiego, Warszawa, 2012.
[358] Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, ze zm.), ustawa OZE.

odnawialnych zmieniająca i w następstwie uchylająca dyrektywy 2001/77/WE oraz 2003/30/WE5[359]. Z perspektywy lądowej energetyki wiatrowej ustawa OZE reguluje m.in. mechanizmy i instrumenty wspierające wytwarzanie energii elektrycznej w instalacjach OZE, w tym aukcyjny system wsparcia oraz system wsparcia w postaci świadectw pochodzenia, czy też zasady wydawania gwarancji pochodzenia energii elektrycznej wytwarzanej w instalacjach OZE. Z gwarancji tych nie wynikają wprawdzie prawa majątkowe, jak ma to miejsce w przypadku świadectw pochodzenia, to stanowią one poświadczenie dla odbiorcy końcowego, że wskazany w tym dokumencie wolumen energii elektrycznej wprowadzonej do sieci został wytworzony w instalacjach OZE.

Zgodnie ze stanowiskiem Zajdlera[360] główny problem regulacyjny w zakresie energetyki dotyczy zasad przyłączania do sieci, stabilności systemu wsparcia, czy też dostępu do informacji o funkcjonowaniu sieci. Zgodnie z art. 7 ust. $8d^3$ ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne[361] przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej może odmówić odmawia wydania warunków przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii w przypadku braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia. Nie można jednak pominąć, iż pomimo wielokrotnych zmian powyższej ustawy na przestrzeni kilku lat nie wprowadzono definicji braku technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia źródeł do sieci. Tym samym przepisy nie zapewniają wystarczającej przejrzystości tych procedur.

Pomimo, iż Zajdler określił[362] jako niestabilny system wsparcia finansowego dla energii produkowanej z OZE, należy wskazać, że sytuacja w powyższym zakresie uległa zmianie. W celu spełnienia unijnych celów oraz dla zapewnienia ciągłego wzrostu mocy zainstalowanej z odnawialnych źródeł energii, w 2015 r. wprowadzono do porządku prawnego dwa mechanizmy wsparcia dla energetyki wiatrowej, tj. system zielonych certyfikatów oraz aukcyjny system wsparcia, który docelowo ma zastąpić system zielonych certyfikatów.

System tzw. zielonych certyfikatów obecny jest w Polsce od 1 października 2005 r. Początkowo był on uregulowany w ustawie Prawo energetyczne, jednak po wejściu w życie ustawy OZE tam można odnaleźć stosowne normy prawne w tym zakresie. Co ważne, po przyjęciu systemu aukcyjnego (o którym będzie mowa szerzej w dalszej części) jako podstawowego modelu wsparcia system świadectw pochodzenia jest stopniowo wygaszany. Charakteryzuje się tym, że tym systemem wsparcia nie mogą zostać objęte nowe instalacje i stopniowe wychodzenie z systemu zielonych certyfikatów instalacji po zakończeniu 15-letniego okresu wsparcia. Mogą z niego korzystać te instalacje OZE, w których energia elektryczna została wytworzona po raz pierwszy przed 1 lipca 2016 r.

[359] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, ze zm.).
[360] *Ibidem.*
[361] Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.), ustawa Prawo energetyczne.
[362] *Ibidem.*

System zielonych certyfikatów to ilościowy mechanizm wsparcia produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii. Oznacza to, że energii pochodzącej z odnawialnych źródeł otrzymują stosowne świadectwa za każdą 1 MWh wyprodukowanej i wprowadzonej do sieci energii elektrycznej. Certyfikaty te wydaje Prezes Urzędu Regulacji Energetyki na wniosek wytwórcy. Świadectwa pochodzenia mogą zostać zarejestrowane przez Towarową Giełdę Energii. Prawa majątkowe wynikające ze świadectw pochodzenia, stają się wówczas przedmiotem obrotu na giełdzie towarowej, jak również mogą być sprzedawane w ramach transakcji bezpośrednich. Znaczącą różnicą pomiędzy systemem aukcyjnym a systemem zielonych certyfikatów jest to, że wysokość wsparcia w przypadku świadectw jest taka sama dla wszystkich wytwórców energii z odnawialnych źródeł. Co więcej cena nie jest znana z wyprzedzeniem, bowiem ceny praw majątkowych zmieniają się w czasie. Popyt na zielone certyfikaty jest z kolei zagwarantowany przez ustawowy obowiązek nabycia i przedstawienia Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki do umorzenia określonej ilości zielonych certyfikatów. W przypadku niewywiązania się z tego obowiązku, podmiot (generalnie przedsiębiorstwo energetyczne) musi zapłacić tzw. opłatę zastępczą lub karę administracyjną. Warto dodać, że instalacje, które dotychczas były objęte systemem świadectw pochodzenia, mogą przejść do systemu aukcyjnego. Jeśli wygrają aukcje dedykowane dla instalacji istniejących, pomoc w ramach systemu świadectw pochodzenia dobiega końca[363].

System aukcyjny jest obecnie podstawowym mechanizmem wsparcia instalacji odnawialnych źródeł energii. Jak wskazano powyżej, miał on w założeniu zastąpić system świadectw pochodzenia, a to w wyniku przyjęcia zasady, że instalacje odnawialnych źródeł energii, w których pierwsze wytworzenie energii elektrycznej nastąpić ma lub nastąpiło po 1 lipca 2016 r., mogą skorzystać wyłącznie z systemu aukcyjnego. Wprowadzenie systemu aukcyjnego do polskiego porządku prawnego zostało poprzedzone decyzją Komisji Europejskiej z 13 grudnia 2017 r.[364], w której uznano omawianą formę pomocy publicznej za zgodną z rynkiem wewnętrznym. Poziom wsparcia określany jest w drodze procesu aukcyjnego, w którym pomoc przyznawana jest w formie zmiennej premii do ceny rynkowej opartej na kontrakcie różnicowym na określony okres wsparcia. Zaletą tej formy wsparcia jest jego stabilność i przewidywalność, co ułatwia m.in. pozyskanie zewnętrznych środków finansowych na realizację instalacji odnawialnych źródeł energii, w tym elektrowni wiatrowych. *Stabilność wiąże się z określonym z góry okresem wsparcia, który nie może być dłuższy niż 15 lat od dnia sprzedaży po raz pierwszy energii elektrycznej po dniu zamknięcia sesji aukcji (dotychczas okres ten zawsze wynosił 15 lat). Przewidywalność wiąże się natomiast po pierwsze – z ceną sprzedaży energii, która obowiązuje w całym okresie wsparcia i wywodzi się z oferty wygrywającej aukcję, a następnie jest corocznie waloryzowana wskaźnikiem inflacji, a po drugie – z łączną ilością energii elektrycznej, która ma zostać sprzedana w ramach systemu aukcyjnego, którą również podaje się w ofercie*[365].

[363] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.
[364] Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713, C 511/1.
[365] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.

Swoistym problemem pod względem regulacji w zakresie energetyki dla realizacji inwestycji OZE, w tym także elektrowni wiatrowych, jest fakt, że na etapie wydawania zaświadczenia o dopuszczeniu do aukcji Prezes Urzędu Regulacji Energetyki weryfikuje czy dana instalacja posiada ważne warunki przyłączenia lub ma zawartą umowę o przyłączenie do sieci. Wobec licznych odmów wydania warunków przyłączenia, które otrzymują inwestorzy, konieczne jest długoterminowe planowanie sieci i inwestycje zgodne z planowaną rozbudową mocy produkcyjnych energii odnawialnej, z uwzględnieniem przyszłego popytu i celu neutralności klimatycznej.

OCHRONA ŚRODOWISKA

Odnosząc się zaś do regulacji w zakresie ochrony środowiska, należy wskazać, iż od samego początku wymogi w tym aspekcie były bardzo rygorystyczne. Istotne znaczenie ma tutaj postępowanie administracyjne w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. W świetle art. 71 ust. 2 ustawy o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko[366] 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 myśl art. 75 ust. 1 pkt 1 lit. r ustawy ooś organem właściwym do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla farm wiatrowych jest właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska.

Zgodnie z § 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia Rady Ministrów sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko[367] instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej energię wiatru o łącznej mocy nominalnej elektrowni nie mniejszej niż 100 MW oraz lokalizowane na obszarach morskich Rzeczypospolitej Polskiej zaliczają się do przedsięwzięć mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (przedsięwzięcia I grupy), dla których przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko jest obligatoryjne. Z kolei § 3 ust. 1 pkt 6 rozporządzenia ooś wyszczególnia natomiast instalacje wykorzystujące do wytwarzania energii elektrycznej siłę wiatru inne niż wymienione w § 2 ust. 1 pkt 5, o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m oraz zlokalizowane na obszarach objętych formami ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1÷5, 8 i 9 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody[368], tj. na obszarach parków narodowych, rezerwatów przyrody, parków krajobrazowych, obszarach chronionego krajobrazu, obszarach Natura 2000, użytkach ekologicznych i na obszarach zespołów przyrodniczo-krajobrazowych, zaliczane do przedsięwzięć mogących potencjalnie znacząco

[366] Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029), ustawa ooś.
[367] Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839, ze zm.), rozporządzenieooś.
[368] Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2022 r. poz. 916), ustawa o ochronie przyrody.

oddziaływać na środowisko (przedsięwzięcia II grupy), dla których obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko może zostać stwierdzony.

Ocena oddziaływania na środowisko farm wiatrowych przeprowadzana jest w ramach postępowania w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla planowanego przedsięwzięcia mogącego zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (przedsięwzięcia I grupy) oraz może być przeprowadzona dla przedsięwzięcia mogącego potencjalnie znacząco oddziaływać na środowisko (przedsięwzięcia II grupy), jeżeli obowiązek przeprowadzenia oceny został stwierdzony przez właściwy organ. Ponadto procedura oceny oddziaływania na środowisko może być przeprowadzona również w ramach postępowania w sprawie decyzji o pozwoleniu na budowę farmy wiatrowej, tzw. ponowna ocena oddziaływania na środowisko, jeżeli organ właściwy do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach stwierdzi taką potrzebę, na wniosek podmiotu planującego podjęcie realizacji przedsięwzięcia lub jeżeli organ właściwy do wydania decyzji o pozwoleniu na budowę uzna, że we wniosku o wydanie tej decyzji zostały dokonane zmiany w stosunku do wymagań określonych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

W ramach postępowania zmierzającego do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach określa się, zgodnie z art. 62 ust. 1 ustawy ooś, 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, możliwości oraz sposoby zapobiegania negatywnemu oddziaływaniu na środowisko i łagodzenia tego oddziaływania, a także wymagany zakres monitoringu, który w przypadku uciążliwych inwestycji pozwoli określić rzeczywiste oddziaływania na środowisko przyrodnicze i społeczne w trakcie eksploatacji i ewentualnie na zastosowanie dodatkowych środków minimalizujących.

Podstawą do przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko i określenia środowiskowych uwarunkowań realizacji przedsięwzięcia jest raport o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko (raport ooś), którego zakres jest wprost określony w art. 66 ustawy ooś. Wskazać trzeba, że dla przedsięwzięć z grupy I wnioskodawca przedkłada, co do zasady, od razu raport ooś. Z kolei dla przedsięwzięć z grupy II zasadniczo dostarcza się w pierwszej kolejności kartę informacyjną przedsięwzięcia (kip), zaś po stwierdzeniu obowiązku przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko – raport ooś.

Raport ooś ma na celu ustalenie potencjalnych oddziaływań związanych z realizacją planowanego przedsięwzięcia. Celem omawianego dokumentu jest przedstawienie wpływu danego przedsięwzięcia na środowisko wraz z wariantami i danymi, które potwierdzałyby określone oddziaływania. W doktrynie podkreśla się, że warianty realizacji przedsięwzięcia stanowią jeden z najważniejszych instrumentów prawidłowej oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Z kolei konieczność przedstawienia wariantów inwestycji, tj. wariantu preferowanego przez wnioskodawcę oraz racjonalnego wariantu alternatywnego służy optymalizacji i racjonalizacji umiejscowienia, skali i rozwiązań technicznych oraz

technologicznych przedsięwzięcia. Warto podkreślić, że zgodnie z ustawą ooś konieczne jest także przedstawienie racjonalnego wariantu najkorzystniejszego dla środowiska, jednak z orzecznictwa sądowo-administracyjnego wynika, iż wnioskodawca ma prawo wskazać, który wariant uważa za najkorzystniejszy dla środowiska (wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Bydgoszczy z dnia 5 października 2016 r., sygn. akt: II SA/Bd 425/16). Innymi słowy wariant proponowany przez inwestora może się pokryć z wariantem najkorzystniejszym dla środowiska (wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Olsztynie z dnia 9 lipca 2020 r., sygn. akt: II SA/Ol 997/19). Nie ma tym samym konieczności kreowania trzeciego wariantu realizacji inwestycji, który byłby najkorzystniejszy dla środowiska.

W raporcie ooś zidentyfikowane powinny zostać uciążliwości powstałe we wszystkich fazach inwestycji – realizacji, eksploatacji i likwidacji. Następnie organ prowadzący postępowanie w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach poddaje wnikliwej weryfikacji dane przedstawione w dokumentacji środowiskowej. Organ prowadzący postępowanie administracyjne na podstawie materiału dowodowego winien w decyzji zawrzeć warunki, których spełnienie zagwarantuje, iż realizacja i eksploatacja przedsięwzięcia nie będzie znacząco oddziaływać na środowisko, w tym na zdrowie ludzi. Warto podkreślić, że o*rgan właściwy do wydania tej decyzji* [decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach] *winien przeprowadzić postępowanie przewidziane przepisami powołanej ustawy* [ustawy ooś] *i jest zobligowany wydać tę decyzję, jeżeli inwestor spełni wymagania określone przepisami ustawy* (wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Rzeszowie z dnia 18 października 2017 r., sygn. akt: II SA/Rz 861/17). Tym samym, co do zasady, odmowa ustalenia środowiskowych uwarunkowań dla elektrowni wiatrowej, wobec których przeprowadzono ocenę oddziaływania na środowisko, w kształcie określonym we wniosku może nastąpić w ustawowo określonych przypadkach, tj.:

- niezgodność lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (art. 80 ust. 2 ustawy ooś);
- brak możliwości realizacji przedsięwzięcia w wariantach, o których mowa w art. 66 ust. 1 pkt 5 ustawy ooś oraz w przypadku braku zgody wnioskodawcy na wskazanie w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach wariantu dopuszczonego do realizacji (art. 81 ust. 1 ustawy ooś);
- wykazanie znaczącego negatywnego oddziaływania na obszar Natura 2000, o ile nie zachodzą przesłanki, o których mowa w art. 34 ustawy o ochronie przyrody (art. 81 ust. 2 ustawy ooś);
- wykazanie, że przedsięwzięcie może wpływać negatywnie na możliwość osiągnięcia celów środowiskowych, o których mowa w art. 56, art. 57, art. 59 oraz art. 61 ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (art. 81 ust. 3 ustawy ooś);
- niezachowanie minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja

mieszkaniowa, lub wybranych form ochrony przyrody (art. 6 pkt 7 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych[369]).

Istotnym elementem postępowania w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach jest uzyskanie wymaganych ustawą opinii i uzgodnień. Jeżeli zatem jest przeprowadzana ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach organ właściwy do wydania tej decyzji uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia z organem właściwym w sprawach ocen wodnoprawnych, o których mowa w przepisach ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne i zasięga opinii organu Państwowej Inspekcji Sanitarnej. Na tym etapie dokonywana jest ponadto kontrola merytoryczna zawartości dokumentacji środowiskowej, której celem jest określenie warunków realizacji i eksploatacji inwestycji. Organ prowadzący postępowanie w sprawie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach ocenia, czy zaproponowana lokalizacja w określonym terenie jest zgodna z postanowieniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego, jak również czy nie zagraża terenom cennym przyrodniczo, w tym obszarom Natura 2000. Warto przy tym wskazać, że zgodnie z art. 4 ust. 2 ustawy odległościowej przy lokalizacji i budowie obiektów wiatrowych niezbędne jest zachowanie odległości równej lub większej od dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej od form ochrony przyrody, o których mowa w art. 6 ust. 1 pkt 1÷3 i 5 ustawy z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody, oraz od leśnych kompleksów promocyjnych, o których mowa w art. 13b ust. 1 ustawy z dnia 28 września 1991 r. o lasach[370]. Należy mieć tu także na uwadze art. 33 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody, zgodnie z którym zabrania się podejmowania działań mogących osobno lub w połączeniu z innymi działaniami znacząco negatywnie oddziaływać na cele ochrony obszaru Natura 2000, w tym w szczególności pogorszyć stan siedlisk przyrodniczych, siedlisk gatunków roślin i zwierząt, dla ochrony których wyznaczono obszar Natura 2000, lub wpłynąć negatywnie na gatunki, dla których ochrony został wyznaczony obszar Natura 2000, albo pogorszyć integralność obszaru Natura 2000 lub jego powiązania z innymi obszarami. W przypadku stwierdzenia, że zastosowanie ma art. 33 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody i że nie zachodzą przesłanki wyjątku od tego zakazu, określone w art. 34 ust. 1 lub 2 ustawy o ochronie przyrody, właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska odmawia zgody na realizację farmy wiatrowej.

Organ uzgadniający w wydawanym rozstrzygnięciu ustala m.in. sposoby ograniczania oddziaływań na etapie realizacji oraz eksploatacji (np. wskazuje okres prowadzenia robót budowlanych, rozwiązania w gospodarce wodnościekowej, rozwiązania techniczne i technologiczne, których celem jest zminimalizowanie lub wyeliminowanie oddziaływania inwestycji na otoczenie). W przypadku braku możliwości ograniczenia lub wykluczenia ponadnormatywnego oddziaływania na środowisko, organ właściwy w sprawach ocen wodnoprawnych odmawia uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia. Opinia organu

[369] Ustawa dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni (Dz. U. z 2021 r. poz. 724), ustawa odległościowa.
[370] Ustawa z dnia 28 września 1991 r. o lasach (Dz. U. z 2022 r. poz. 672).

Państwowej Inspekcji Sanitarnej odnosi się natomiast do wymagań higienicznych i zdrowotnych, które powinny zostać uwzględnione przy realizacji inwestycji.

Podkreślić trzeba, że treść decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, wydawanej po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, wynika wprost z art. 82 ustawy ooś. W art. 82 ust. 1 pkt 2 ustawodawca uregulował sytuacje, których zaistnienie wymaga dokonania określonych ustaleń w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach. Dla przedsięwzięcia, co do którego przeprowadzono ocenę oddziaływania na środowisko, w decyzji może być określona konieczność wykonania kompensacji przyrodniczej, jak również obowiązek zapobiegania, ograniczania oraz monitorowania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. A zatem, jeśli z oceny oddziaływania na środowisko wynika konieczność nałożenia ww. elementów, wówczas właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska jest zobligowany do określenia ich w decyzji kończącej postępowanie administracyjne. Ustawodawca pozostawia przy tym organowi administracji publicznej możliwość swobodnego nałożenia obowiązku przedstawienia analizy porealizacyjnej, określając jej zakres i termin przedstawienia. Ustawodawca nie odnosi się do żadnych przesłanek, od których uzależnia nałożenie takiego obowiązku[371].

Analiza ta ma na celu przedstawienie rzeczywistych uciążliwości dla nieruchomości sąsiednich. Jest właściwie sporządzana w interesie ich właścicieli (wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego w Warszawie z 8 grudnia 2011 r., sygn. akt: II OSK 2169/11). Konieczne jest wskazanie w jakim szczegółowo zakresie i terminie powinna być przygotowana. Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach powinna określać organy, którym przygotowane informacje należy przedstawić. W analizie porealizacyjnej dokonuje się porównania ustaleń zawartych w raporcie ooś i decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach z rzeczywistym oddziaływaniem tego przedsięwzięcia na środowisko oraz działaniami podjętymi dla jego ograniczania. Chodzi przede wszystkim o działania dotyczące przewidywanego charakteru i zakresu oddziaływania na środowisko a także planowane działania zapobiegawcze. Zauważyć jednak należy, że kluczową różnicą pomiędzy raportem ooś a analizą porealizacyjną de facto jest termin, w którym ww. dokumenty powinny zostać przygotowane.

Ustawodawca zastrzega, że gdy z analizy porealizacyjnej wynika, że dla przedsięwzięcia konieczne jest ustanowienie obszaru ograniczonego użytkowania (powodującego ograniczenia w korzystaniu z nieruchomości), to do analizy powinna być dołączona poświadczona przez właściwy organ kopia mapy ewidencyjnej z zaznaczonym przebiegiem granic tego obszaru.

Niemniej należy wskazać, iż z art. 135 ust. 2 ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska[372] w kontekście utworzenie obszaru ograniczonego użytkowania dla

[371] Rakoczy B., [w:] Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Komentarz, Warszawa art. 82, 2010.
[372] Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.), Prawo ochrony środowiska.

może zostać utworzony jedynie dla farm wiatrowych mogących zawsze znacząco oddziaływać na środowisko (§ 2 ust. 1 pkt 5 rozporządzenia ooś).

Pamiętać trzeba, że inwestor zobowiązany w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do przedłożenia w danym terminie analizy porealizacyjnej, powinien do tego obowiązku się dostosować. W przeciwnym wypadku możliwe jest ograniczenie możliwości wykorzystania nieruchomości stanowiącej przedmiot jego inwestycji. Przykładem może być wstrzymanie przez wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska oddania do użytkowania zbudowanego/przebudowanego obiektu lub zespołu obiektów związanych z przedsięwzięciem.

Warto przy tym podkreślić, iż niezależnie od zapisów decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, farma wiatrowa, zgodnie z art. 76 Prawa ochrony środowiska, nie może być oddana do użytkowania, jeśli nie spełnia określonych tym przepisem wymagań ochrony środowiska.

Istotnym czynnikiem wymagającym przeanalizowania, stanowiącym uciążliwość podczas eksploatacji elektrowni wiatrowych, są oddziaływania akustyczne. W odniesieniu do terenów przeznaczonych pod zabudowę mieszkaniową, szpitale i domy opieki społecznej, budynki związane ze stałym lub czasowym pobytem dzieci i młodzieży, jak również na cele uzdrowiskowe, rekreacyjno-wypoczynkowe, mieszkaniowo-usługowe minister właściwy do spraw środowiska w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw zdrowia ustalił, w drodze rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku[373], dopuszczalne poziomy hałasu w środowisku, wyrażone wskaźnikami $L_{\mathrm{Aeq\ D}}$ i $L_{\mathrm{Aeq\ N}}$. Jeżeli z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko wyniknie możliwość przekroczenia norm akustycznych, niezbędne będzie podjęcie działań mających na celu zminimalizowanie oddziaływania do poziomu, który nie wpłynie negatywnie na funkcjonowanie osób mieszkających w sąsiedztwie projektowanej elektrowni wiatrowej.

Istotna jest także sytuacja, kiedy organ prowadzący postępowanie w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach stwierdzi brak potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko (możliwe tylko dla przedsięwzięcia II grupy – § 3 ust. 1 pkt 6 rozporządzenia ooś). W takiej sytuacji wnioskodawca nie jest zobowiązany do przedłożenia raportu ooś, zaś podstawą do określenia warunków realizacji i eksploatacji przedsięwzięcia stanowi kip. Zakres tego dokumentu określa ściśle art. 62a ustawy ooś. Podkreślić przy tym trzeba, że co do zasady, odmowa ustalenia środowiskowych uwarunkowań dla elektrowni wiatrowej, wobec których nie została przeprowadzona ocena oddziaływania na środowisko, w kształcie określonym we wniosku może nastąpić w ustawowo wskazanych przypadkach, tj.:

[373] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. z 2014 r. poz. 112).

- niezgodność lokalizacji przedsięwzięcia z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (art. 80 ust. 2 ustawy ooś);
- niezachowanie minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od budynku mieszkalnego albo budynku o funkcji mieszanej, w skład której wchodzi funkcja mieszkaniowa lub wybranych form ochrony przyrody (art. 6 pkt 7 ustawy odległościowej[374]).

W decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach dla elektrowni wiatrowej, co do której nie została przeprowadzona ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska może określić:

- istotne warunki korzystania ze środowiska w fazie realizacji i eksploatacji lub użytkowania przedsięwzięcia, ze szczególnym uwzględnieniem konieczności ochrony cennych wartości przyrodniczych, zasobów naturalnych i zabytków oraz ograniczenia uciążliwości dla terenów sąsiednich,
- wymagania dotyczące ochrony środowiska konieczne do uwzględnienia w dokumentacji wymaganej do uzyskania decyzji, wydawanych na podstawie ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane[375],

jak również nałożyć obowiązek unikania, zapobiegania, ograniczania oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko lub też monitorowania oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko.

Zgodnie z Działem III ustawy ooś „Udział społeczeństwa w ochronie środowiska" właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach zapewnia możliwość udziału społeczeństwa w postępowaniu, w ramach którego przeprowadzana jest ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko. Warto przy tym wspomnieć o uprawnieniach organizacji ekologicznej (art. 44 ust. 2 ustawy ooś), w tym o prawie do wniesienia odwołania od decyzji wydanej w postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa, nawet jeżeli nie brała ona udziału w tym postępowaniu przed organem I instancji, o ile organizacja ta prowadzi działalność statutową w zakresie ochrony środowiska lub ochrony przyrody, przez minimum 12 miesięcy przed dniem wszczęcia tego postępowania. Przystąpienie organizacji ekologicznej do postępowania zmierzającego do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach na prawach strony następuje wówczas z mocy oświadczenia woli złożonego przez organizację. Nie ma konieczności wydawania stosownego postanowienia w tym zakresie. Ważne jest także wskazanie, że z art. 44 ust. 1 ustawy ooś wynika, iż organizacja ekologiczna może zgłosić chęć uczestniczenia w określonym postępowaniu wymagającym udziału społeczeństwa na każdym jego etapie. Inaczej sytuacja kształtuje się wobec stowarzyszeń, które nie spełniają ww. przesłanek ustawowych wynikających z ustawy ooś. Wówczas stowarzyszenie może przystąpić do postępowania

[374] Ustawa dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni (Dz. U. z 2021 r. poz. 724), ustawa odległościowa.
[375] Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.), ustawa Prawo budowlane.

administracyjnego w trybie art. 31 ust. 1 ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego[376], jako organizacja społeczna. Podstawą do wydania postanowienia o dopuszczeniu tego stowarzyszenia do postępowania na prawach strony jest spełnienie dwóch przesłanek, mianowicie jest to uzasadnione celami statutowymi tej organizacji i przemawia za tym udziałem interes społeczny. Podkreślić przy tym trzeba, że jedynie przystąpienie do postępowania na prawach strony w I instancji uprawnia organizację społeczną do wniesienia odwołania od decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, a następnie do wniesienia skargi do sądu administracyjnego na decyzję Generalnego Dyrektora Ochrony Środowiska, tj. decyzję wydaną w ramach postępowania odwoławczego.

Koniecznym jest przy tym podkreślenie, że niezależnie od przepisów ustawy ooś strona postępowania, o której mowa w art. 74 ust. 3a ustawy ooś, w postępowaniu zmierzającym do wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, ma prawo do czynnego udziału na każdym stadium tego postępowania. Uprawnienie to wynika wprost z art. 10 ust. 1 Kpa. Co więcej, właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska zobowiązany jest do umożliwienia stronom postępowania wypowiedzenia się co do zebranych dowodów i materiałów oraz zgłoszonych żądań przed wydaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach.

PLANOWANIE

Sudra i Bida-Wawryniuk[377] już w 2018 r. wyróżniły liczne zasady charakteryzujące polskie ustawodawstwo w zakresie oceny oddziaływania inwestycji na środowisko oraz wymogów dla lokalizacji elektrowni wiatrowych, które obok niesławnej zasady wynikającej z art. 4 ust. 1 ustawy odległościowej (zasada 10H), wpływały na kształtowanie odległości od obszarów zabudowanych oraz planowanych do zabudowy przez budownictwo mieszkaniowe lub z funkcją mieszkaniową (oraz analogicznego wymogu dla zabudowy w stosunku do istniejących lub planowanych w planie miejscowym elektrowni). Do ustawowych ograniczeń można obecnie zaliczyć:

- konieczność zachowania minimalnej odległości od wybranych form ochrony przyrody, zgodnie z zapisami ustawy odległościowej;
- możliwość lokalizacji elektrowni wiatrowej na obszarach Natura 2000, jedynie w przypadku, gdy z oceny oddziaływania na środowisko nie wynika znacząco negatywne oddziaływanie inwestycji na te obszary lub uzyskując derogacje z art. 34 ust. 1 ustawy o ochronie przyrody – zapewniając wykonanie kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000;
- dopuszczenie lokalizacji elektrowni wiatrowej na terenie parku krajobrazowego jedynie, gdy przeprowadzona procedura oceny oddziaływania na środowisko wykazała brak niekorzystnego wpływu na przyrodę i krajobraz parku

[376] Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 735, ze zm.), Kpa.
[377] Sudra P., Bida-Wawryniuk Z., *Uwarunkowania planistyczno-prawne lokalizacji elektrowni wiatrowych w Polsce i w innych krajach europejskich*, Człowiek i Środowisko 41(2), 2018.

krajobrazowego (art. 17 ust. 3 ustawy o ochronie przyrody), zaś parki narodowe i rezerwaty przyrody są wykluczone z lokalizacji (art. 15 ustawy o ochronie przyrody);

- rozszerzanie zakresu oceny oddziaływania na krajobraz w ramach przygotowywanego raportu ooś, który został wprowadzony z ustawą z dnia 24 kwietnia 2015 roku o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu[378], którą znowelizowano m.in. ustawę ooś wprowadzając obowiązek wykonania analizy i oceny wpływu planowanej inwestycji na krajobraz, w tym krajobraz kulturowy (art. 62 ust. 1 pkt 1 lit. ca ustawy ooś). Powyższe zapisy doprowadziły do rozszerzenia niezbędnego zakresu raportu OOŚ (art. 66 ust. 1) o opis krajobrazu, w którym lokalizowana ma być inwestycja oraz uzasadnienie wybranego wariantu przedsięwzięcia pod kątem jego wpływu krajobrazowego.
- ochronę gruntów rolnych wysokich klas bonitacyjnych I÷III, bowiem zgodnie z art. 7 ust. 2 ustawy z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych[379] limituje przeznaczanie gruntów klas I÷III na cele nierolnicze i nieleśne. W każdym przypadku, gdy budowa elektrowni wiatrowych ma nastąpić na terenach będących użytkami rolnymi klas I÷III inwestycja musi być zrealizowana w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego i obowiązkowe jest uzyskanie zgody ministra właściwego do spraw rozwoju wsi;
- konieczność zachowania minimalnej odległości równej dziesięciokrotności całkowitej wysokości elektrowni wiatrowej przy lokalizacji tych obiektów względem leśnych kompleksów promocyjnych, o których mowa w art. 13b ustawy z dnia 28 września 1991 roku o lasach[380];
- konieczność uzyskania pozwolenia wodnoprawnego na lokalizację elektrowni wiatrowej na terenach na obszarach szczególnego zagrożenia powodzią, zgodnie z art. 390 ust. 1 pkt 1 lit. a ustawy z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne[381];
- zakaz budowy elektrowni wiatrowych w strefie "A" ochrony uzdrowiskowej, zgodnie z art. 38a ust. 1 pkt 1 lit. j ustawy z dnia 28 lipca 2005 roku o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych[382];
- zachowanie odległości od zewnętrznej krawędzi jezdni obiektów budowlanych, w tym obiektów wiatrowych, zgodnie z art. 43 ust. 1 ustawy z dnia 21 marca 1985 r. drogach publicznych[383]. Wymagana odległość zależna jest od rodzaju drogi (autostrada, droga ekspresowa, krajowa, wojewódzka, powiatowa, gminna) oraz kategorii terenu (teren zabudowy, poza terenem zabudowy).

[378] Ustawa z dnia 24 kwietnia 2015 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu (Dz. U. z 2015 r. poz. 774), ustawa krajobrazowa.
[379] Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1326).
[380] Ustawa z dnia 28 września 1991 roku o lasach (Dz. U. z 2022 r. poz. 672).
[381] Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233, ze zm.).
[382] Ustawa z dnia 28 lipca 2005 roku o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1301).
[383] Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. drogach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1376, ze zm.).

- prawną i planistyczną ochronę zabytków, zgodnie z ustawą o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami z dnia 23 lipca 2003 r.[384];
- uzgodnienie lokalizacji z Prezesem Urzędem Lotnictwa Cywilnego poprzez wydanie opinii w trybie art. 87^7 pkt 2 ustawy z dnia 3 lipca 2002 r. – Prawo lotnicze[385] o możliwości lokalizacji inwestycji ze względu na wysokość zabudowy na obszarze obowiązywania powierzchni ograniczających zabudowę.

Należy zatem wskazać że przy wyborze lokalizacji elektrowni wiatrowych wnioskodawca musi uwzględnić liczne obwarowania prawne. Z planowaniem lokalizacji inwestycji należy również ściśle powiązać kwestie planowania przestrzennego. W oparciu o powszechnie obowiązujące przepisy dotyczące aspektów planowania, budowy, oceny oddziaływań, wymagań technicznych, działania w sieci, systemu wsparcia i in. elektrownie wiatrowe były jednymi z najbardziej gruntownie przebadanych przedsięwzięć, jeszcze przed uzyskaniem pozwolenia na budowę i zgody na eksploatację. Dynamiczny rozwój branży w latach 2010–2011 został ponadto obwarowany dodatkowymi wymogami środowiskowymi wynikającymi ze specjalistycznych wytycznych (omówionych szczegółowo w dalszej części niniejszej publikacji), z których większość była w nieformalnym wykorzystaniu, choć nie wszystkie zostały zaakceptowane i oficjalnie przyjęte. W latach 2010–2016 zmieniły się pewne zasady dotyczące realizacji inwestycji wiatrowych oraz pojawiły się nowe przepisy, stawiające przed branżą dodatkowe obwarowania.

Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym[386] określa podstawowe zasady kształtowania polityki przestrzennej przez jednostki samorządu terytorialnego i organy administracji rządowej. Omawiany akt normatywny określa zakres i sposoby postępowania w sprawach przeznaczania terenów na określone cele oraz ustalania zasad ich zagospodarowania i zabudowy przyjmując ład przestrzenny i zrównoważony rozwój za podstawę tych działań.

Struktura systemu jest usystematyzowana i podzielona na 3 szczeble, tj.: krajowy, regionalny, lokalny. Na szczeblu krajowym minister właściwy do spraw budownictwa, planowania i zagospodarowania przestrzennego oraz mieszkalnictwa, uwzględniając zasady zrównoważonego rozwoju oraz cele i kierunki długookresowej strategii rozwoju kraju, sporządza Koncepcję Przestrzennego Zagospodarowania Kraju,. Ostatni tego typu dokument (Koncepcja Przestrzennego Zagospodarowania Kraju 2030) został przyjęty uchwałą Nr 239 Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2011 r., który wszedł w życie 27 kwietnia 2012 r. Aktem uchylającym ww. uchwałę była ustawa z dnia 15 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw[387]. Niemniej zapisy ww. koncepcji należy wprowadzić do planów zagospodarowania przestrzennego województw, który jest jednocześnie dokumentem szczebla regionalnego.

[384] Ustawa o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami z dnia 23 lipca 2003 r. (z. U. z 2022 r. poz. 840).
[385] Ustawa z dnia 3 lipca 2002 r. – Prawo lotnicze (Dz. U. z 2022 r. poz. 1235).
[386] Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503), ustawa mpzp.
[387] Ustawa z dnia 15 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2020 r. poz. 1378).

Plan zagospodarowania przestrzennego województwa łączy planowanie krajowe z planowaniem miejscowym. Kształtuje politykę przestrzenną województwa, zgodną z Koncepcją Przestrzennego Zagospodarowania Kraju, przy uwzględnieniu terytorializacji polityki rozwoju. Plan formułuje cele gospodarowania przestrzenią województwa i zasady jej kształtowania oraz określa kierunki polityki przestrzennej w długiej perspektywie. Stanowi podstawę do konstruowania programów operacyjnych rozwoju województwa. Należy zaznaczyć, że plan nie stanowi prawa miejscowego, a jest aktem kierownictwa wewnętrznego i wiąże władze województwa, a także inne podmioty administracji publicznej w zakresie respektowania priorytetów rozwojowych i prowadzenia polityki przestrzennej zgodnie z ustalonymi kierunkami. W zakresie lokalizacji farm wiatrowych plan zagospodarowania przestrzennego województwa może jedynie orientacyjnie wskazywać rozmieszczenie inwestycji, jednakże władztwo planistyczne w tym zakresie jest domeną gminy.

Planowanie przestrzenne szczebla lokalnego opiera się na:

- studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy;
- miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego;
- decyzjach o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu;
- decyzjach o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

W kontekście realizacji inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych znaczenia mają jedynie dwie pierwsze formy planistyczne. Wynika to z zapisów art. 3 ustawy odległościowej, gdzie wprost wskazano, że *lokalizacja elektrowni wiatrowej następuje wyłącznie na podstawie miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego*. Tym samym elektrownie wiatrowe nie mogą być lokalizowane w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu. Wskazując ponadto, że zgodnie z doktryną[388] obiekty wiatrowe nie stanowią inwestycji celu publicznego podstawą do ich realizacji nie może być także decyzja o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego.

Studium określa politykę przestrzenną gminy oraz zasady przestrzennego zagospodarowania, uwzględniając zasady określone w Koncepcji Przestrzennego Zagospodarowania Kraju, ustalenia strategii rozwoju i planu zagospodarowania przestrzennego województwa, ramowego studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego związku metropolitalnego oraz strategii rozwoju gminy (w przypadku gdy gmina dysponuje takim opracowaniem). Stanowi podstawę wszelkich działań podejmowanych na terenie gminy w zakresie planowania i zagospodarowania przestrzennego. Jego ustalenia są wiążące dla organów gminnych przy sporządzaniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego. Studium jest dokumentem, na podstawie którego gmina może formułować wnioski do planu zagospodarowania przestrzennego gminy i weryfikować przyjęte w nim ustalenia dotyczące swojego obszaru. Studium uchwala rada gminy w celu określenia polityki przestrzennej gminy w tym

[388] Zajdler R., *Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)*, Instytut Sobieskiego, Warszawa, 2012.

lokalnych zasad zagospodarowania przestrzennego (art. 9 ust. 1 ustawy mpzp). Zakres tematycznym studium obejmuje m.in. (art. 10 ust. 1 i 2 ustawy mpzp):

- zagadnienia związane z rozwojem gminy, w tym wynikające ze zidentyfikowanych istniejącego zagospodarowania, prawa własności gruntów, jakości życia mieszkańców, zadań służących realizacji ponadlokalnych celów publicznych,
- obszary ochronne środowiska przyrodniczego i kulturowego oraz zasady ich ochrony i użytkowania,
- kierunki zmian w strukturze przestrzennej i przeznaczenia terenów, zasady rozwoju systemów komunikacji i infrastruktury technicznej,
- zasady polityki gminy w zakresie sporządzania planów miejscowych.

Warto podkreślić, że przepis art. 10 ust. 2a ustawy mpzp stanowi, że jeżeli na obszarze gminy przewiduje się wyznaczenie obszarów, na których rozmieszczone będą urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW, a także ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie oraz zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu, wtedy w studium ustala się ich przybliżone rozmieszczenie.

Plan miejscowy sporządza się w celu ustalenia przeznaczenia terenów, w tym dla inwestycji celu publicznego, oraz określenia sposobów ich zagospodarowania i zabudowy (art. 15 ust. 1 ustawy mpzp). W planie miejscowym określa się min.:

- zasady kształtowania zabudowy i wskaźnik i intens scalania i podziału nieruchomości, modernizacji, rozbudowy i budowy systemów komunikacji i infrastruktury technicznej oraz zasady ochrony środowiska, przyrody, krajobrazu i dziedzictwa kulturowego i zabytków,
- zasady ochrony i kształtowania ładu przestrzennego, zasady ochrony środowiska, przyrody i krajobrazu wraz z wytycznymi kształtowania krajobrazu, czy też zasady ochrony dziedzictwa kulturowego i zabytków, w tym krajobrazów kulturowych, oraz dóbr kultury współczesnej;
- granice obszarów szczególnego zagrożenia powodzią, krajobrazów priorytetowych określonych w audycie krajobrazowym oraz w planach zagospodarowania przestrzennego województwa.

Art. 14 ust. 8 ustawy mpzp stanowi, iż miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego jest nie tylko aktem planistycznym, ale także aktem prawa miejscowego. Akty prawa miejscowego zgodnie z art. 87 § 2 Konstytucji RP są źródłami prawa powszechnie obowiązującego na obszarze działań organów, które je ustanowiły. Dlatego też zapisy na obszarze objętym poszczególnym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego mają moc powszechnie obowiązującą. Miejscowy plan jest konkretyzacją koncepcji zawartych w studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, ale tylko on może być podstawą do wydawania decyzji związanych z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym. Ważnym jest, że treść miejscowego planu

zagospodarowania przestrzennego nie może być sprzeczna z treścią studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy.

Zgodnie z procedurą przyjmowania studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, wymagane jest zapewnienie udziału społecznego w tym procesie. Na podstawie art. 17 ustawy mpzp po podjęciu uchwały przez radę gminy o przystąpieniu do sporządzania planu miejscowego wójt (burmistrz lub prezydent miasta) ogłasza publicznie ten fakt wraz z poinformowaniem o możliwości składania wniosków do planu. Niezbędne jest przy tym podaniem formy, miejsca i terminu składania wniosków). Uwagi zgłoszone podczas konsultacji podlegają rozpatrzeniu we właściwej procedurze. Organizowana jest również dyskusja publiczna nad przyjętymi w projekcie planu miejscowego rozwiązaniami oraz możliwością składania uwag do projektu planu. Plan miejscowy jako akt prawa miejscowego podlega również kontroli sądowo–administracyjnej. Ostatecznie wójt (burmistrz, prezydent miasta) przedstawia radzie gminy projekt planu miejscowego wraz z listą nieuwzględnionych uwag.

Z punktu widzenia energetyki wiatrowej istotny jest art. 15 ust. 3 pkt 3a ustawy mpzp, który wskazuje, że w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego określa się granice terenów pod budowę urządzeń, o których mowa w art. 10 ust. 2a ustawy mpzp omawianej przy okazji analizy prawnej studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy (czyli urządzenia wytwarzające energię z odnawialnych źródeł energii o mocy przekraczającej 100 kW) oraz granice ich stref ochronnych związanych z ograniczeniami w zabudowie, zagospodarowaniu i użytkowaniu terenu oraz występowaniem znaczącego oddziaływania tych urządzeń na środowisko.

Elektrownia wiatrowa jest obiektem budowlanym w rozumieniu przepisów ustawy Prawo budowlane, który może zostać wybudowany wyłącznie po uzyskaniu pozwolenia na budowę. Przez pozwolenie na budowę należy rozumieć decyzję administracyjną zezwalającą na rozpoczęcie i prowadzenie budowy lub wykonywanie robót budowlanych innych niż budowa obiektu budowlanego (art. 3 pkt 12 ustawy Prawo budowlane). Decyzja o pozwoleniu na budowę jest udzielane na wniosek inwestora. Do wniosku o wydanie decyzji o pozwoleniu na budowę należy – zgodnie z art. 33 ust. 2 ustawy Prawo budowlane należy dołączyć m.in.: projekt budowlany; oświadczenie o posiadanym prawie do dysponowania nieruchomością na cele budowlane, czy też omawianą wcześniej decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach. Zgodnie z art. 35 ustawy Prawo budowlane przed wydaniem decyzji o pozwoleniu na budowę lub odrębnej decyzji o zatwierdzeniu projektu budowlanego właściwy organ sprawdza:

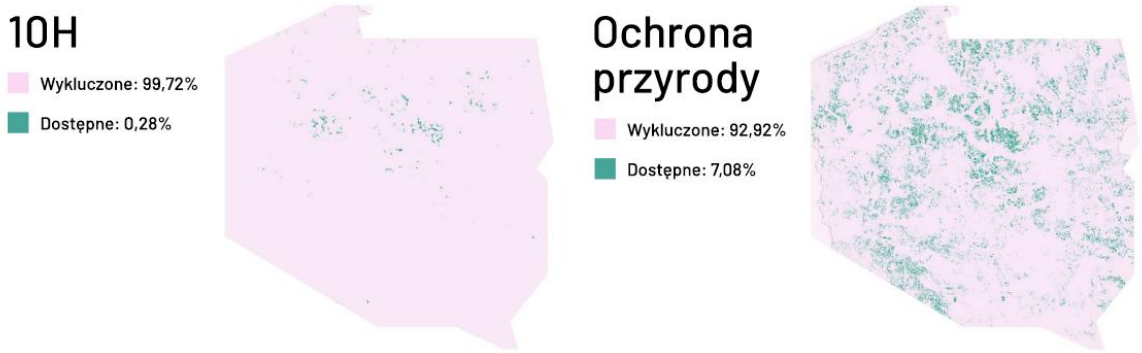
- zgodność projektu budowlanego z ustaleniami miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego albo decyzji o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu w przypadku braku miejscowego planu, a także wymaganiami ochrony środowiska, w szczególności określonymi w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach;

- zgodność projektu zagospodarowania działki lub terenu z przepisami, w tym techniczno-budowlanymi;
- kompletność projektu budowlanego i posiadanie wymaganych opinii, uzgodnień, pozwoleń i sprawdzeń oraz informacji dotyczącej bezpieczeństwa i ochrony zdrowia, o której mowa w art. 20 ust. 1 pkt 1b ustawy Prawo budowlane., zaświadczenia, o którym mowa w art. 12 ust. 7 ustawy Prawo budowlane oraz dokumentów, o których mowa w art. 33 ust. 2 pkt 6 ustawy Prawo budowlane;
- sprawdzenia projektu, o którym mowa w art. 20 ust. 2 ustawy Prawo budowlane przez osobę posiadającą wymagane uprawnienia budowlane i legitymującą się aktualnym na dzień jego sprawdzenia zaświadczeniem, o którym mowa w art. 12 ust. 7 ustawy Prawo budowlane;
- warunki przyłączenia do sieci wobec treści z art. 34 ust. 3 pkt 3a ustawy Prawo budowalne.

W kontekście planowania najistotniejsza w ocenie autorów niniejszej publikacji jest ograniczenie wynikające z zasady określonej w art. 4 ust. 1 ustawy odległościowej (zasada 10H), która wyklucza z inwestycji wiatrowych 99,7 proc. obszaru Polski[389]. Rys. 3.1. wskazuje, że liberalizacja zasady 10H[390] w kształcie wynikającym ze scenariusza „Ochrona przyrody"[391] pozwala na zwiększenie dostępności terenów do 7,08 proc. – ponad 25-krotnie. Warto przy tym podkreślić, że mogą zostać odblokowane atrakcyjne tereny na północy kraju, w szczególności w województwach pomorskim i zachodniopomorskim.

Powyższe potwierdzają także kompleksowe badania uwarunkowań lokalizacyjnych elektrowni wiatrowych przeprowadzone przez Zespół IOŚ-PIB, w tym modelowanie wykluczeń wynikających z zachowania bufora 1 i 2 km od zabudowy. Przyjęte bufory wykluczają z możliwości inwestowania w elektrownie wiatrowe odpowiednio 93,9% (bufor 1 km) i 99,1% (bufor 2 km) powierzchni Polski, są więc w zasadzie równoznaczne z zakazem lokalizacji[392] (Hajto i in. 2017).

[389] Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., *Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*, Instrat Policy Note 01/2021, 2021.
[390] Zgodnie z projektem ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw (UD 207).
[391] Zniesienie limitu 10H dla budownictwa mieszkalnego i obszarów ochrony przyrody w zależności od MPZP i OOŚ, z zachowaniem odległości minimalnej 500m zarówno dla budynków, jak i form ochrony przyrody.
[392] Hajto M., Cichocki Z., Bidłasik M., Borzyszkowski J., Kusmierz A., *Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting?,* Environmental Management 59, 204–217, 2017.



Rys. 3.1. Dostępność terenów pod inwestycje wiatrowe przed i po liberalizacji zasady 10H[393].

KWESTIE PODATKOWE

Głównym obciążeniem podatkowym producenta energii z farmy wiatrowej zlokalizowanej na lądzie, obok podatku dochodowego, jest podatek od nieruchomości. *Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają grunty, budynki lub ich części oraz budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej. Wysokość zobowiązania uzależniona jest od przedmiotu opodatkowania*[394]. Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych[395] określa maksymalne stawki podatku od nieruchomości we wszystkich kategoriach, jednak jednostki samorządowe mają prawo do ustalenia indywidualnej stawki na swoim obszarze, przy czym nie mogą być one wyższe od ustawowych. W przypadku elektrowni wiatrowych na lądzie, opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości podlegają wyłącznie części budowlane elektrowni wiatrowych, czyli fundament z pierścieniem oraz wieża. Pozostałe elementy turbozespołu podlegają na ogół wyłączeniu z opodatkowania tym podatkiem. Zaznaczenia wymaga fakt, że w 2017 r. doszło do tymczasowej zmiany zasad rozliczania podatku od nieruchomości i objęcia opodatkowaniem całej wartości elektrowni wiatrowej. Z początkiem 2018 r. pierwotne brzmienie przepisów zostało jednak przywrócone i obowiązuje do dziś. W praktyce występują widoczne różnice w efektywnym obciążeniu farm podatkiem od nieruchomości. Wynikają one głównie z różnic technologicznych w zakresie konstrukcji i montażu wieży, a niekiedy także ze zróżnicowanych metod segregacji kosztów inwestycyjnych na etapie oddawania projektu do eksploatacji. Legalną definicję elektrowni wiatrowej wprowadziła ustawa odległościowa. Zgodnie z art. 2 pkt 1 wskazanego aktu normatywnego elektrownia wiatrowa składa się z części budowlanej stanowiącej budowlę w rozumieniu prawa budowlanego oraz urządzeń technicznych, w tym elementów technicznych, w której energia elektryczna jest wytwarzana z energii wiatru się z części budowlanej i technicznej. Od 1 stycznia 2018 roku branża odnawialnych źródeł energii uznała, że elektrownia wiatrowa jest budowlą. Właśnie dlatego podatek od elektrowni wiatrowych jest pobierany wyłącznie

[393] Hajto M., Cichocki Z., Bidłasik M., Borzyszkowski J., Kusmierz A., *Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting?,* Environmental Management 59, 204–217, 2017.
[394] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.
[395] Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1170, ze zm.), ustawa podatkowa.

od części budowlanych, które stanowią ok 30% wartości całej siłowni. Podatek od budowli w Polsce wynosi 2% wartości budowli ustalonej zgodnie z art. 4 ust. 1 pkt 3 i ust. 3÷7 ustawy podatkowej.

Wątpliwości wzbudzał art. 17 pkt 2 ustawy z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw[396], który przewidywał wejście w życie, z mocą wsteczną od dnia 1 stycznia 2018 r., zmian w przepisach ustawy Prawo budowlane, załącznika do tej ustawy oraz ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, wpływających na zakres opodatkowania podatkiem od nieruchomości. Zmiany te doprowadziły do obniżenia dochodów samorządów z tytułu podatku od nieruchomości, w szczególności małych gmin, na terenie których zlokalizowane są elektrownie wiatrowe.

Przed nowelizacją począwszy od 2017 r. podatek od nieruchomości naliczano bowiem od całości urządzeń, natomiast po zmianach wprowadzonych w 2018 roku podatek ten miał być płacony tylko od części budowlanej elektrowni wiatrowych. Kwestionowane przepisy zostały uchwalone w połowie 2018 roku, ale przepisy obowiązywały z mocą wsteczną od 1 stycznia 2018 r. Określenie wstecznego wejścia w życie przepisów spowodowało, że gminy były zmuszone zwracać podatnikom wcześniej zapłacony przez nich stawek za podatek.

Zmiany te zostały dość burzliwie odebrane przez gminy, które to złożyły wniosek do Trybunału Konstytucyjnego o zbadanie zgodności wprowadzonych zmian z Konstytucją RP. Nowelizacja naruszała bowiem zasadę niedziałania prawa wstecz (*lex retro non agit*). Zdaniem wnioskodawców możliwe są co prawda wyjątki od tej zasady, jednak bezwzględnie niedopuszczalne jest stanowienie z mocą wsteczną prawa surowszego, co miało miejsce w tym przypadku. Ponadto gminy podniosły, że wprowadzone regulacje są niezgodne konstytucyjną zasadą samodzielności samorządu terytorialnego, w ramach której mieści się zasada samodzielności finansowej[397]. *Uszczuplenie dochodów gmin z podatku od nieruchomości spowodowało problemy z pokryciem przewidywanych wydatków, przede wszystkim związanych z realizacją zadań własnych, a wnioskodawcy wykazali, że prowadzi to, zwłaszcza w małych gminach, na terenie których zlokalizowane są elektrownie wiatrowe, do pogorszenia jakości życia ich mieszkańców*[398]. Trybunał Konstytucyjny stwierdził, że ustawodawca wprowadził z mocą wsteczną przepisy ściśle związane z prawem podatkowym w sytuacji, gdy nie było to konieczne, nie zachowując przy tym zasady proporcjonalności i pogarszając sytuację finansową gmin, na terenie których zlokalizowane są elektrownie wiatrowe.

Trybunał Konstytucyjny wyrokiem z dnia 22 lipca 2020 r. sygn. akt K 4/19 (Dz.U.2020.1336), uznał art. 17 pkt 2 w zakresie, w jakim wprowadził z mocą wsteczną art.

[396] Ustawa z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276).
[397] Jagoda J., *Sądowa ochrona samodzielności jednostek samorządu terytorialnego*, Wolters Kluwer Polska, 2011.
[398] Chojnacka I., Nowicki M., *Omówienie do wyroku TK z dnia 22 lipca 2020 r*., K 4/19, ZNSA, 4, 123–128, 2020.

2 pkt 1 i 6 oraz art. 3 pkt 1 niniejszej ustawy zmieniającej za niezgodny z wywodzoną z art. 2 Konstytucji RP zasadą nieretroaktywności prawa. Trybunał Konstytucyjny zwrócił uwagę na fakt, że ze względu na zmianę definicji „budowli" i „elektrowni wiatrowej" z mocą wsteczną gminy zostały pozbawione części swoich dochodów, a ponadto zobowiązane do zwrotu nadpłaconego podatku od nieruchomości, pobranego od znajdujących się na ich terenie elektrowni wiatrowych za okres od stycznia do czerwca 2018 r.

Zgodnie z omawianym wyrokiem Trybunału Konstytucyjnego kwestionowany przepis stracił moc obowiązującą po upływie 18 miesięcy od dnia ogłoszenia wyroku w Dzienniku Ustaw. Do tego czasu zakwestionowana regulacja zachowuje swoją moc obowiązującą i będzie stosowana. Trybunał Konstytucyjny uznał bowiem za uzasadnione zminimalizowanie oddziaływania wydanego wyroku na ukształtowane już stosunki prawne i zdecydował, że konieczne jest odroczenie terminu utraty mocy obowiązującej niezgodnej z Konstytucją regulacji, wskazując jednocześnie że ma świadomość, iż nie jest to instrument wystarczający do zapewnienia ochrony praw majątkowych gmin. W okresie odroczenia terminu utraty mocy obowiązującej przepisu ustawodawca miał obowiązek doprowadzić regulacje w zakwestionowanym zakresie do stanu zgodnego z Konstytucją RP. Realizację powyższego zapewniła ustawa z dnia 17 listopada 2021 r. o rekompensacie dochodów utraconych przez gminy w 2018 r. w związku ze zmianą zakresu opodatkowania elektrowni wiatrowych[399]. miała docelowo realizować wyrok Trybunału Konstytucyjnego i umożliwić wyrównanie strat powstałych w budżetach samorządowych.

W myśl ustawy zwrot taki odbywa się na wniosek złożony przez gminę do wojewody, w którym samorządy powinny wskazywać m.in. wysokość dochodów utraconych w 2018 r. w związku ze zmianą przepisów, ale także wykaz elektrowni wiatrowych zlokalizowanych na terenie gminy i podstawę opodatkowania budowli wchodzących w skład tych elektrowni.

Kolejną ważną kwestią w kontekście omawianego zagadnienia jest amortyzacja elektrowni wiatrowych. Wydatki poniesione na budowę farmy wiatrowej podlegają zaliczeniu do kosztów podatkowych poprzez odpisy amortyzacyjne. W Polsce obszar amortyzacji podatkowej w Polsce wymusza na przedsiębiorstwach, i to niezależnie od sektora gospodarki, prowadzenie odrębnych tabel amortyzacyjnych dla celów podatkowych i bilansowych. Stawki amortyzacji podatkowej są ograniczone ustawowo[400]. Z nakładów inwestycyjnych instalacji wyodrębnia się poszczególne elementy i amortyzuje odpowiednimi stawkami. Wieże, platformy oraz fundamenty elektrowni wiatrowych klasyfikuje się do grupy 201 Klasyfikacji Środków Trwałych jako „budowle na terenach elektrowni wiatrowych" i amortyzuje stawką 4,5%. Części techniczne zaliczane są do grupy 346 KŚT „zespoły prądotwórcze wiatrowe", a ich amortyzacja powinna przebiegać według metody liniowej stawką 7% lub degresywnej z zastosowaniem współczynnika 2,0 (stawka 14%). Nie można także pominąć, iż środkiem trwałym elektrowni wiatrowych, są kable energetyczne średniego i wysokiego napięcia, jak również przyłącze do sieci. Te środki

[399] Ustawa z dnia 17 listopada 2021 r. o rekompensacie dochodów utraconych przez gminy w 2018 r. w związku ze zmianą zakresu opodatkowania elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 30).
[400] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.

trwałe zalicza się do grupy 2 KŚT (KŚT 211), stawka liniowa wynosi 10%. *Warto jednak wskazać, iż zgodnie z załącznikiem do ustawy o podatku dochodowym od osób prawnych stawka 10% jest przeznaczona dla środków z grupy KŚT 211, ale wyłącznie tych pod nazwą „Przewody sieci technologicznych wewnątrzzakładowych". W pozostałych przypadkach zastosowanie znajduje stawka 4,5%. Ostateczna kwalifikacja inwestycji w przyłącze do sieci dystrybucyjnej lub przesyłowej OSD/OSP zależy od wielu zmiennych, w tym szczegółowych uzgodnień projektowych, punktu przyłączenia, czyli granicy własności między infrastrukturą inwestora i operatora, sposobu rozliczenia inwestycji uzgodnionego z operatorem itd. W zakresie amortyzacji dróg dojazdowych i technicznych (KŚT 220) przyjmuje się stawkę amortyzacji liniowej 4,5%*[401]. Oprócz wymienionych powyżej elementów inwestycji występują także liczne inne elementy, których kwalifikacji dokonuje już sam podatnik, który w wypadku wątpliwości może korzystać z pomocy właściwego organu statystycznego (GUS). Potwierdzenia grupowania KŚT od GUS uznaje się za wiążące w przedmiocie ustalenia właściwej stawki amortyzacyjnej.

Przedsiębiorca, który nabywa od zagranicznego podmiotu, niezarejestrowanego w Polsce na potrzeby VAT, turbiny wiatrowe wraz z ich montażem ma obowiązek opodatkowania takiej transakcji. Miejscem opodatkowania towaru jest miejsce ich montażu. Tym samym zawsze należy poddać weryfikacji fakt, czy podmiot zagraniczny zarejestrował się jako podatnik VAT, czy też nie, choć był do tego zobowiązany, w związku np. ze stałym miejscem prowadzenia działalności gospodarczej w Polsce. Weryfikacja taka pozwoli na uniknięcie sytuacji tzw. odwróconego obciążenia, kiedy to podmiot zagraniczny niezarejestrowany dostarcza towary. W takim wypadku obowiązek rozliczenia VAT spoczywa na nabywcy (inwestorze).

Ostatnim aspektem odnoszącym się do omawianych kwestii jest opodatkowanie długoterminowych umów zakupu energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru między wytwórcą energii a odbiorcą końcowym (ang. *corporate power purchase agreements* – umowy cPPA). Pomimo licznych korzyści wynikających z umów cPPA, w tej materii istnieją też pewne wątpliwości, w tym przede wszystkim w aspekcie podatkowym Problematyka ta dotyczyć może m.in. kwalifikacji wirtualnej umowy sprzedaży energii elektrycznej (ang. *virtual power purchase agreements* – vPPA) w oparciu o strukturę kontraktu różnicowego (rozliczenie następuje poprzez rozliczenie różnic pomiędzy ceną zakontraktowaną a aktualną ceną rynkową) wobec przepisów ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług[402]. Względem obecnie panującej praktyki stosowania przepisów ustawy VAT, umowa vPPA stanowi świadczenie usług związanych z instrumentami finansowymi, a nie dostawą energii. Tym samym nie ma tutaj podstaw do korzystania ze zwolnienia przedmiotowego z podatku VAT. Marginalnie trzeba jednak wskazać, że ustawa VAT nie reguluje jprzypadków, gdy *wytwórca energii jest zobowiązany do zapłaty na rzecz nabywcy miesięcznej kwoty rozliczeniowej, gdy w odniesieniu do zakontraktowanej energii cena rynkowa okaże się niższa i czy w związku z tym nabywca*

[401] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.
[402] Ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2022 r. poz. 931), ustawa VAT.

świadczy na rzecz wytwórcy usługę objętą przepisami o VAT, czy też znajdującą się poza ich zakresem[403].

Drugie istotne ograniczenie wynikającym z umów cPPA są obowiązki w zakresie podatku akcyzowego wynikającego z art. 9 ustawy z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym[404]. Ustawa przewiduje zwolnienie z obowiązku akcyzowego energii wyprodukowanej z odnawialnego źródła energii, ale wiąże się to z pozyskaniem zielonych certyfikatów (co zostało już omówione we wcześniejszej części niniejszej publikacji). W przypadku zatem wyłączenia spod obowiązku umarzania świadectw pochodzenia energii elektrycznej sprzedawanej w formule cPPA, zwolnienie, o którym mowa w art. 30 ust. 1 ustawy akcyzowej nie znajduje zastosowania. W przypadku umów cPPA wytwórca energii zobowiązany jest do zapłaty akcyzy w terminie do 25. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym dokonano rozliczenia różnicowego za dany okres. Zgodnie z art. 89 ust. 3 ustawy akcyzowej stawka akcyzy na energię elektryczną wynosi 5 PLN/MWh.

3.2 Dokumenty strategiczne

Elektrownie wiatrowe, podobnie jak wszystkie inne rodzaje przedsięwzięć, realizowane są w pewnym otoczeniu prawnym, rozumianym na najbardziej ogólnym poziomie jako realizacja unijnych i ogólnokrajowych polityk, programów i strategii. Na poziomie regulacji szczegółowych – jako przedsięwzięcia – osadzone są one w regulacjach dotyczących procesu inwestycyjnego, co zostało szczegółowo omówione w rozdziale 4.1. W przypadku obiektów energetyki wiatrowej realizowane są one ponadto w oparciu o treści zawarte w dokumentach strategicznych. Do najważniejszych dokumentów odnoszących się do warunków rozwoju energetyki wiatrowej należą dokumenty wskazane poniżej:

Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040)

Z dokumentu wynika, że zeroemisyjny system jest kierunkiem długoterminowym i zakłada przejściowe stosowanie gazu w przemyśle, szersze wykorzystanie turbin wiatrowych na morzu oraz zwiększanie roli tzw. generacji rozproszonej, polegającej na produkowaniu prądu przez małe, przydomowe jednostki wytwórcze. Nie można jednak pominąć, że o ile w omawianym dokumencie zawarto kwestie związane z rozwojem morskich farm wiatrowych, o tyle dokument ten pomija kwestie rozwoju lądowych elektrowni wiatrowych. Z PEP2040 wynika, że udział energii wytworzonej z odnawialnych źródeł energii w elektroenergetyce wyniesie co najmniej 32 % netto w 2030 r. i 40 % netto w 2040 r. Nie można jednak pominąć, iż przyjęte w nim założenia, koszty brzegowe, w tym stawki za emisję CO_2, uległy znaczącym zmianom od czasu opracowywania projektu PEP2040. Konieczna jest tym samym rewizja omawianego dokumentu strategicznego. Bez zmiany PEP2040 niemożliwy będzie dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii w Polsce. Powyższe wynika chociażby z faktu, że przyjęty pułap udziału odnawialnych źródeł energii

[403] PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, *Polska Energetyka Wiatrowa 4.0*, 2022.
[404] Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 143), ustawa akcyzowa.

w miksie energetycznym kraju na poziomie 32 % netto w 2030 r., został już niemal osiągnięty w 2021 r. (30,3 % mocy zainstalowanych).

Aktualizacja PEP2040

Na początku 2022 r. Rada Ministrów przyjęła założenia do aktualizacji PEP2040 – wzmocnienie bezpieczeństwa i niezależności energetycznej, przedłożone przez Ministra klimatu i środowiska. Celem przedmiotowej aktualizacji jest neutralizacja lub ograniczenie ryzyka związanego z potencjalnymi sytuacjami kryzysowymi w kraju oraz na arenie międzynarodowej. Aktualna sytuacja międzynarodowa, która drastycznie zmieniła się w wyniku inwazji Rosji na Ukrainę, wpływa na wiele aspektów związanych z polityką energetyczną. Zaktualizowany PEP2040 musi uwzględniać przede wszystkim suwerenność energetyczną Polski. Chodzi o dywersyfikację dostaw, inwestycje w moce produkcyjne, infrastrukturę liniową i magazynowanie oraz w alternatywne paliwa. Z punktu widzenia branży wiatrowej, przyjęte przez Radę Ministrów założenia aktualizacji PEP2040 zakładają dalszy rozwój odnawialnych źródeł energii, przy podkreśleniu, że w perspektywie 2040 r., połowa produkcji energii elektrycznej ma pochodzić ze źródeł odnawialnych.

Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030 (KPEiK)

KPEiK to strategiczne dokumenty, do opracowania których zobowiązane zostały wszystkie kraje członkowskie Unii Europejskiej. Przedstawiają one wizję rozwoju całego sektora paliwowo-energetycznego wraz z oceną wpływu na gospodarkę, środowisko i społeczeństwo w perspektywie 2030 r. (z trajektorią do 2040 r.). Zgodnie z założeniami Polska będzie stawiać na dywersyfikację nośników energii sukcesywnie zwiększając udział odnawialnych źródeł energii (którego rola w elektroenergetyce zwiększana będzie głównie za sprawą dwóch technologii to znaczy energetyki wiatrowej oraz fotowoltaiki), jak również wprowadzając do bilansu energetycznego energetykę jądrową począwszy od 2033 r. Zgodnie z założeniami KPEiK udział odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym kraju ma stopniowo wzrastać – z 18% w 2015 r. do ok. 40% w 2030 r. oraz 50% w 2040 r. (66% stanowić będzie energetyka wiatrowa).

Polityka ekologiczna państwa 2030 (PEP2030)

Rolą PEP2030 jest zapewnienie bezpieczeństwa ekologicznego Polski oraz wysokiej jakości życia dla wszystkich mieszkańców. Polityka wzmacnia działania rządu polegające na budowie innowacyjnej gospodarki z zachowaniem zasad zrównoważonego rozwoju. Głównym jej celem jest rozwój potencjału środowiska na rzecz obywateli i przedsiębiorców, który odpowiada wprost celowi z obszaru „Środowisko" w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju. PEP2030 przedstawia praktyczne rozwiązania dla poszczególnych kierunków interwencji. Cele szczegółowe dotyczą zdrowia, gospodarki i klimatu. Realizacja celów środowiskowych ma być wspierana przez zwiększenie efektywności funkcjonowania instrumentów ochrony środowiska. Chodzi o rozwijanie kompetencji, umiejętności i postaw ekologicznych społeczeństwa oraz o poprawę zarządzania ochroną środowiska w Polsce.

Krajowy Plan Odbudowy (KPO)

Celem strategicznym KPO jest odbudowa potencjału rozwojowego gospodarki utraconego w wyniku pandemii COVID-19, w tym także budowa trwałej konkurencyjności gospodarki. Wynika on z Europejskiego Instrumentu Odbudowy i wśród głównych obszarów wyszczególnia Energię. Polska ma być beneficjentem puli o wartości niemal 58 mld euro, przy czym 23,1 mld euro stanowić mają bezzwrotne dotacje, zaś 34 mld euro niskooprocentowane pożyczki. Co istotne, KPO zakłada wspierającą rozwój energetyki rozproszonej z odnawialnych źródeł energii w postaci nowelizacji przepisów ustawy odległościowej, co zapewni rozwój inwestycji lądowych farm wiatrowych w gminach, które wyrażają wolę lokowania takiej infrastruktury.

Krajowy Plan Działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych

Krajowy plan działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych został przygotowany na podstawie schematu przygotowanego przez Komisję Europejską (decyzja Komisji 2009/548/WE z dnia 30 czerwca 2009 r. ustanawiająca schemat krajowych planów działania w zakresie energii ze źródeł odnawialnych na mocy dyrektywy 2009/28/WE Parlamentu Europejskiego i Rady). Dokument wydaje się jednak archiwalny, bowiem zakłada ścieżkę dojścia do min. 15% udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii w podziale na trzy sektory: elektroenergetyki, ciepła i chłodu oraz transport (w którym udziału energii pochodzącej z odnawialnych źródeł powinien wynosić min. 10%).

Procedura wyboru lokalizacji, mimo że jest często bardzo złożona, z uwagi na konieczność uwzględnienia wielu czynników, zwykle nie nastręcza problemów. Pewnym wyzwaniem są natomiast czynniki społeczne i polityczne[405] (Kolendo, 2016), rozumiane jako akceptacja i nastawienie do inwestycji społeczności lokalnej oraz jej reprezentacji w postaci jednostek samorządu terytorialnego, w szczególności na poziomie gminy. Wiele regionów, dostrzegając rolę i wyzwania stojące przed branżą energetyki odnawialnej, przyjęło regionalne dokumenty – studia lokalizacji inwestycji wiatrowych lub dedykowane wszystkim odnawialnym źródłom. Niniejsze dokumenty z jednej strony dostarczały lokalnym włodarzom wskazówek co do wstępnej oceny przydatności ich terenów pod takie inwestycje. Z drugiej zaś strony realizowały spoczywające na regionach obowiązki, polegające na potrzebie wsparcia długoterminowymi dokumentami programowymi projektowania priorytetów i wydatkowania środków w Regionalnych Programach Operacyjnych (RPO). W ramach tych prac powstało wiele opracowań regionalnych, które były ekspresją indywidualnych cech regionów i ich naturalnych uwarunkowań oraz polityki energetycznej realizowanej przez regiony. Próby kompleksowego ujęcia kryteriów lokalizacyjnych elektrowni wiatrowych indywidualnie lub wśród innych OZE w Polsce na

[405] Kolendow Ł., *Regionalna analiza przydatności terenów do rozwoju energetyki wiatrowej świetle wybranych uwarunkowań*, Ekonomia i Środowisko 2 (56), 175 – 189, 2016.

poziomie regionalnym podejmowano w województwach: dolnośląskim[406], lubelskim[407], opolskim[408], pomorskim[409], podkarpackim, czy też warmińsko-mazurskim[410].

3.3 Wytyczne dotyczące procesów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej

Najbardziej restrykcyjnym elementem w procesie inwestycyjnym względem inwestycji w zakresie elektrowni wiatrowych są kwestie środowiskowe. Pod koniec 2010 r. upubliczniono ważne i pierwsze tak szczegółowe wytyczne dotyczące prognozowania oddziaływań farm wiatrowych na środowisko, opracowane dla krajów Unii Europejskiej przez organy Komisji Europejskiej (KE)[411] oraz dla terenu Polski przez Generalną Dyrekcję Ochrony Środowiska (GDOŚ)[412]. Na początku 2021 r. KE wydała aktualizację wytycznych z 2011 r. dotyczących energetyki wiatrowej i sieci Natura 2000 zgodnie z planem działania na rzecz przyrody, ludzi i gospodarki[413]. Opracowania te nie są wiążące prawnie, mają na celu wyjaśniać i rozwijać dotychczas obowiązujące zapisy prawa w tym zakresie. Głównym celem powyższych publikacji była popularyzacja dobrych praktyk środowiskowych w procesie inwestycyjnym, umożliwiających unikanie i niwelację konfliktów środowiskowych oraz społecznych, co w efekcie powinno znacząco usprawnić procesy realizacji inwestycji. Dokumenty te do tej pory pozostają kluczowymi dla kształtowania procesów oceny oddziaływania na środowisko – OOŚ (zarówno strategicznych, jak i inwestycyjnych) w toku przygotowania inwestycji w elektrownie wiatrowe w Polsce. Poniżej przedstawiono analizę powyższych dokumentów skupiających się na praktyce środowiskowej dotyczącej realizacji elektrowni wiatrowych na lądzie (tzw. onshore).

Dokument opublikowany przez KE jest bardziej uniwersalny i nie wchodzi w tak duży poziom szczegółowości, jak opracowanie GDOŚ, respektując możliwe lokalne zróżnicowanie przepisów, dotyczących ocen oddziaływania na środowisko, mieszczących się jednak w pewnych ogólnoeuropejskich założeniach ramowych, wynikających z odpowiednich dyrektyw. Opracowanie to obejmuje pewne procedury i dobre praktyki służące mitygacji, minimalizacji i kompensacji oddziaływań inwestycji wiatrowych, realizowanych zarówno na lądzie, jak i (w ograniczonym zakresie) na obszarach morskich. Jednocześnie opracowanie to skupia się w szczególności na mechanizmach oceny oddziaływań na cele i przedmioty ochrony

[406] Zathey M., *Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim,* Wojewódzkie Biuro Urbanistyczne, Wrocław, 2010.
[407] Maleńczuk W., *Przestrzenne aspekty lokalizacji energetyki wiatrowej w województwie lubelskim*, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2009.
[408] Badora K., *Lokalizacja farm wiatrowych w południowej części województwa opolskiego, a uwarunkowania przyrodniczo-krajobrazowe*, Inżynieria Ekologiczna 23, 97–107, 2010.
[409] Niecikowski K., Kistowski M., *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej na przykładzie strefy pobrzeży i wód przybrzeżnych województwa pomorskiego*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk, 2008.
[410] Instytut OZE Sp. z o.o., *Delimitacja obszarów potencjalnej lokalizacji dużej energetyki wiatrowej na terenie województwa warmińsko-mazurskiego*, 134, 2013.
[411] European Comission, *Guidance document: Wind energy development and Natura 2000*, EU Guidance on wind energy development in accordance with the EU nature legislation, 2011.
[412] Stryjecki M., Mielniczuk K., *Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2011.
[413] Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Środowiska, *Wytyczne dotyczące inwestycji sektora energetyki wiatrowej i przepisów UE w dziedzinie ochrony przyrody*, Urząd Publikacji, 2021.

ogólnoeuropejskiej sieci obszarów chronionych Natura 2000, reprezentując liberalne podejście do lokalizacji tych inwestycji w obrębie samych obszarów sieci oraz w ich bezpośredniej bliskości. Dokument ten podkreśla rangę zindywidualizowanych ocen oddziaływania na środowisko i obszary Natura 2000, których rezultat powinien decydować o możliwości lub wykluczeniu realizacji danej inwestycji. Należy podkreślić, że pomimo tego proinwestycyjnego podejścia, ukształtowała się pewna ogólnoeuropejska praktyka inwestycyjna, która, co do zasady, unika (z wyjątkiem nielicznych krajów UE) lokalizacji tych inwestycji w obrębie i pobliżu obszarów cennych przyrodniczo. Ponadto, wpływ realizacji planowanych przedsięwzięć na drożność korytarzy ekologicznych i koherencję całej sieci jest szczegółowo badany w odrębnej procedurze oceny oddziaływania na obszary Natura 2000 nawet dla inwestycji lokalizowanych w znaczących odległościach od granic terenów objętych tym statusem ochronnym. Jest to sukces tego dokumentu, który został poddany szerokim konsultacjom, w tym z organizacjami branżowymi i jest standardem powszechnie respektowanym. Zapisy wytycznych KE z 2021 r. zawierają najnowsze postępy dotyczące wiedzy naukowej i doświadczeń z powykonawczych analiz realizowanych w całej Europie, uwzględnia się ogromny postęp technologiczny branży mający miejsce w ubiegłym dziesięcioleciu, a także uzupełniane są o rozbudowaną sekcję dotyczącą OOŚ dla elektrowni wiatrowych typu offshore.

Wytyczne KE wspierane są przez o wiele bardziej szczegółowe regulacje i wytyczne krajów członkowskich. Analogicznie to zjawisko kształtuje się także w Polsce, gdzie w obrocie i użyciu jest aktualnie kilka dokumentów o statusie wytycznych, których historia wdrażania, aktualność i wzajemne zależności zostaną opisane poniżej. W powszechnym obrocie i wykorzystaniu są aktualnie wytyczne GDOŚ odnoszące się do tej samej tematyki, co wytyczne KE. Dokumentu tego nie należy traktować jako opracowania alternatywnego, lecz uzupełniającego zapisy dotyczące rekomendacji w kontekście krajowego prawodawstwa. Zawarte w nim rekomendacje o większym poziomie ogólności są wzbogacone o kontekst polskiego prawodawstwa, wynikającego z wielu aktów prawnych (głównie Prawa ochrony środowiska, ustawy ooś i ustawy o ochronie przyrody). Wytyczne GDOŚ, pomimo początkowych obiekcji branży energetyki wiatrowej co do potencjalnych opóźnień realizacji inwestycji w kontekście nowych wymogów, do dziś mogą być i są wsparciem dla inwestorów, zaś przez urzędników regionalnych dyrekcji ochrony środowiska przez wiele lat były traktowane jako swoisty przewodnik i pomimo braku wiążącego charakteru ich zapisy były przeważnie w całości egzekwowane na etapie sporządzania raportu ooś i jego późniejszych uzupełnień.

Opracowanie GDOŚ wobec wytycznych KE jest bardziej szczegółowe i sugeruje określone praktyki, które nie były (w części nadal nie są) wprost wymagane zapisami polskiego prawa. Daje to dodatkowy materiał do rozważenia dla inwestora, zwłaszcza na etapie planistycznym. Należy podkreślić, że funkcjonują także liczne wytyczne organizacji branżowych energetyki wiatrowej oraz organizacji zajmujących się ochroną przyrody[414]. Ponadto, same wytyczne GDOŚ były w założeniu opracowaniem bazowym dla wytycznych w zakresie oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki, nietoperze i krajobraz, które to zagadnienia miały być szczegółowo opisane osobnymi, dedykowanymi wytycznymi firmowanymi przez GDOŚ, których

[414] Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Wytyczne w zakresie oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki*, Szczecin, 2008.

pierwsze projekty zostały upublicznione w 2011 r. Niniejsze dokumenty wzbudziły pewne dyskusje nie tylko w branży inwestorskiej, ale także w samych środowiskach eksperckich zajmujących się ornitologią i chiropterologią, ponieważ niektóre z rekomendowanych rozwiązań budziły kontrowersje co do ich uzasadnienia czy nawet – wykonalności. Ostatecznie w chwili obecnej mamy ogólne wytyczne GDOŚ do ocen oddziaływania na środowisko, opublikowane i oficjalne, których cały nakład drukiem został błyskawicznie wyczerpany i obecnie publikacja dostępna jest wyłącznie w formie cyfrowej. Wytyczne chiropterologiczne i ornitologiczne zachowały status projektów (choć ich fragmenty są na bieżąco wykorzystywane w procedurach przez regionalnych dyrektorów ochrony środowiska). W tym zakresie warto wskazać, że w 2017 r. GDOŚ opublikował zalecenia w zakresie uwzględnienia wpływu farm wiatrowych na krajobraz w procedurach ocen oddziaływania na środowisko.

Aktualny status wytycznych dotyczących procesów inwestycyjnych w energetyce wiatrowej na różnych etapach ich oceny oddziaływania przedstawia poniższa Tab. 3.1.

Tab. 3.1. Przegląd aktualnych krajowych wytycznych dotyczących energetyki wiatrowej w kontekście ocen oddziaływania na środowisko.

Tytuł wytycznych	Rok	Publikujący	Status	Praktyczne wykorzystanie	Uwagi/ potrzeba rewizji
Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki[415]	2011	GDOŚ	Projekt upubliczniony	częściowe	Potrzeba rewizji
Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze[416]	2013	GDOŚ	Projekt upubliczniony	częściowe	Potrzeba rewizji
Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych[417]	2011	GDOŚ	Opublikowany, w użyciu	całkowite	Potrzeba dostosowania do aktualnego stanu prawnego
Propozycja metodyczna oceny środowiskowych uwarunkowań lokalizacji farm wiatrowych w skali regionalnej[418]	2012	PRZEGLĄD GEOGRAFICZNY	Opublikowany, w użyciu	częściowe	Potrzeba dostosowania do aktualnego stanu prawnego
Zalecenia w zakresie uwzględniania wpływu farm wiatrowych na krajobraz w procedurach ocen oddziaływania na środowisko[419]	2017	GDOŚ	Upubliczniony, w użyciu	częściowe	Przegląd pod kątem praktycznego wdrożenia
Kodeks Dobrych Praktyk[420]	2019	PSEW	Upubliczniony, w użyciu	Ograniczone tylko regulacją 10H	Aktualne

[415] Chylarecki P., Kajzer K., Polakowski M., Wysocki D., Tryjanowski P., Wuczyński P., A., *Wytyczne dotyczące ocen oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki. PROJEKT*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2011.

[416] Kepel A., Ciechanowski M., Jaros R., *Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze PROJEKT*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2013.

[417] Stryjecki M., Mielniczuk K., *Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2011.

[418] Kistowski M., *Propozycja metodyczna oceny środowiskowych uwarunkowań lokalizacji farm wiatrowych w skali regionalnej*, Przegląd Geograficzny, 84(1), 5–22, 2012.

[419] Badora K., *Zalecenia w zakresie uwzględnienia wpływu farm wiatrowych na krajobraz w procedurach ocen oddziaływania na środowisko*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2017.

[420] *Energetyka wiatrowa. Kodeks dobrych praktyk.* http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/10/KDP-z-rekomendacjami-pa%C5%BAdziernik-2019.pdf

Wytyczne GDOŚ z 2011 r. stanowią najbardziej syntetyczne opracowanie w kontekście ocen oddziaływania na środowiskowo. Jednakże, w celu możliwości ich pełnego zastosowania, wymagałyby rewizji w szczególności pod kątem zmian legislacyjnych, dokonanych w ostatnim dziesięcioleciu. Kwestie, które warto uwzględnić aktualizując ww. wytyczne lub przygotowując nowy dokument bazujący na podobnym podejściu obejmują:

- zmiana sposobu lokalizowania elektrowni wiatrowych – aktualny stan prawny wyklucza realizację inwestycji w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy, co było możliwe w 2011 r. – tzw. obowiązek planistyczny;
- weryfikację formalnych wymagań wobec kip – wymogi wytycznych wykraczały poza ówczesne wymogi prawa, jednak zakres wymaganych informacji w kip, zgodnie z brzmieniem art. 62a ustawy ooś;
- zweryfikowanie procedury związanej z wydawaniem decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, bowiem organem właściwym do wydania przedmiotowego rozstrzygnięcia jest odpowiedni regionalny dyrektor ochrony środowiska;
- zaktualizowanie zaleceń co do prognozowania zasięgów oddziaływań akustycznych (w pasmie słyszalnym i infradźwiękowym) o praktyczne doświadczenia ubiegłej dekady;
- zaktualizowanie podstawowych informacji co do praktyk monitoringu przed- i powykonawczego;
- uwzględnienie zmian wynikających z aktualnego prawodawstwa, w tym aktualnego stanu prawnego w zakresie: ochrony gruntów rolnych i leśnych, procedur planistycznych, uzyskiwania pozwoleń na budowę, ustawy o OZE, procedur oceny oddziaływania na środowisko, wymogów wynikających z Prawa ochrony środowiska i jego aktów wykonawczych i norm zależnych, a w szczególności ustawy odległościowej;

Wymaga jednak podkreślenia, że weryfikacja lub aktualizacja istniejących wytycznych ma raczej wartość informacyjną i popularyzacyjną, nie zaś legislacyjną, gdyż pozostaje bez wpływu na istnienie określonych obligacji prawnych wobec inwestora i konieczność stosowania się do obowiązujących przepisów prawa, które musi być wdrożone w toku realizacji inwestycji. Wytyczne mogą się przyczynić do lepszej jakości projektów, przyspieszenia procedur i ograniczenia czasu czy zakresu wymaganych uzupełnień. Ten cel ma być osiągnięty przez propagowanie określonych dobrych praktyk. Takie założenie przyświecało powstałemu w 2019 roku Kodeksowi Dobrych Praktyk, przygotowanym z myślą o samorządach terytorialnych, stronie społecznej i inwestorach przez grupę interesariuszy w postaci Związku Banków Polskich, Banku DNB a także organizacji samorządowych: Związku Gmin Wiejskich RP oraz Stowarzyszenia Gmin Przyjaznych Energii Odnawialnej. To opracowanie, najaktualniejsze z istniejących w krajowym obrocie, poza ogólnymi rekomendacjami w zakresie procedur planistycznych i ocenowych, zawiera także rozwinięcie zagadnień unormowanych prawnie i usankcjonowanych praktyką inwestorską. Do najistotniejszych z nich należą konsultacje publiczne, partycypacja społeczna oraz formy zabezpieczenia tytułu do gruntu na rzecz inwestycji. Na uwagę zasługuje także podejście do inwestycji przez prymat całego jej cyklu życia elektrowni (*Life*

Cycle Assessment – LCA)[421], stąd też kluczowa dla harmonijnej eksploatacji kwestia modernizacji farm, a także ich rozbiórki lub repoweringu również znalazły swoje odzwierciedlenie w treści tego dokumentu.

Ponadto należy zaznaczyć, że na wciąż poprawiającą się jakość projektów, będącą rezultatem zarówno rosnącego w funkcji czasu efektu uczenia się polskiego rynku deweloperskiego, jak i coraz bardziej restrykcyjnych wymogów prawnych i wymogów wynikających z wytycznych, będą miały także wpływ wymogi związane z wymaganiami instytucji finansujących projekty wiatrowe. W związku z wejściem w życie nowego aukcyjnego systemu wsparcia inwestorzy są zainteresowani maksymalnym spadkiem kosztów wytwarzanej przez nich energii, aby zachować konkurencyjność w aukcji. To oznacza, że projekty te często związane są z coraz większym reżimem finansowym. Uzyskanie korzystnego finansowania jest zaś aktualnie w równym stopniu zależne od rentowności projektu, jak i jego jakości. Na rynku wciąż większość projektów jest finansowanych zewnętrznie (zwykle w trybie *project finance*), a instytucje udzielające takiego wsparcia mają zwykle swój korporacyjny rygor przeprowadzenia oceny jakości projektu w trybie *due diligence*, który zwykle nakłada na inwestycje bardzo wysokie standardy, zarówno środowiskowe, jak i w zakresie budowania akceptacji społecznej, gdyż właściwe zarządzanie tymi kwestiami znacząco obniża ryzyko projektowe. Istnieje szereg powszechnie akceptowanych standardów międzynarodowych w tym zakresie, takich jak *Equator Principles*, ponadto każda instytucja finansująca ma swoje korporacyjne standardy w tym zakresie, nierzadko znacznie wykraczające ponad dosłownie rozumiane wymogi prawne wobec inwestycji. W takim sensie uprawnione jest stwierdzenie, że w najbliższym czasie, kiedy cena energii z OZE będzie kluczowa, to przede wszystkim realia ekonomiczno-rynkowe będą wymuszały bardzo wysokie standardy realizacji elektrowni wiatrowych w Polsce (patrz: analiza ekonomiczna, rozdz. 7).

[421] Matuszczak K., Flizikowski J., *Zagadnienia ogólne dotyczące obciążenia środowiska w cyklu życia elektrowni wiatrowej*, Postępy w Inżynierii Mechanicznej 6(3), 35–42, 2015.

Tab. 3.2. Porównanie wytycznych środowiskowych w opracowaniu na zlecenie KE z 2021 r. oraz GDOŚ z 2011 r., z uwzględnieniem koniecznych zmian w ramach rewizji (*kursywa*).

Kryterium	Wytyczne KE z 2021 r.	Wytyczne GDOŚ z 2011 r.
Moc prawna	Nie mają wiążącego charakteru. Wytyczne mają przybliżać i interpretować zapisy tzw. Dyrektywy siedliskowej[422] i ptasiej[423]. Stanowią sugestie i rozwinięcie zapisów ww. aktów prawnych, służących dobrej praktyce. Dokument stanowi aktualizację wytycznych KE z 2011 r.	Nie mają wiążącego charakteru. Wytyczne dotyczą interpretacji przepisów prawa powszechnie obowiązującego. Stanowią sugestię zmierzającą do racjonalizacji i usprawnienia procesów decyzyjnych
Tereny objęte zapisami wytycznych	Wyłącznie obszary Natura 2000.	Wszystkie, włącznie z obszarami Natura 2000.
Ograniczenia dotyczące realizacji zadań inwestycyjnych	Obszary Natura 2000 nie wykluczają aktywności gospodarczej człowieka, jedynie narzucają formalne ramy umożliwiające zachowanie bioróżnorodności, która może być zagrożona przez skutki działalności gospodarczej.	Wynikające wyłącznie z prawomocnych decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach *właściwego miejscowo regionalnego dyrektora ochrony środowiska* lub decyzji o odmowie określenia środowiskowych uwarunkowań realizacji przedsięwzięcia lub uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia w zakresie oddziaływania na obszar Natura 2000 lub też odmowy uzgodnienia tych warunków.
Konieczność ochrony gatunków o priorytetowym znaczeniu dla wspólnoty	Także poza obszarami Natura 2000, zwłaszcza w przypadku potencjalnych zaburzeń drożności korytarza ekologicznego. Odstępstwa od założonych celów ochrony możliwe są wyłącznie z tytułu inwestycji o znacznej wadze dla zdrowia publicznego lub publicznego interesu.	Należy uwzględnić w przypadku wszelkich inwestycji.
Procedura oceny	Odpowiednia ocena może być skoordynowana z innymi ocenami oddziaływania na środowisko, a mianowicie z oceną oddziaływania na środowisko w przypadku przedsięwzięć oraz ze strategiczną oceną oddziaływania na środowisko w przypadku planów i programów lub może być do takich ocen włączona.	Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na przedmiot i cele ochrony obszaru Natura 2000 w ramach postępowania w przedmiocie wydania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (na podstawie raportu ooś) lub oraz jako samodzielny dokument dla regionalnego dyrektora ochrony środowiska będący podstawą do wydania uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięć w zakresie oddziaływania na obszar Natura 2000.

[422] Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz. U. UE. L. z 1992 r. Nr 206, str. 7, ze zm.).
[423] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz. U. UE. L. z 2010 r. Nr 20, str. 7, ze zm.).

Możliwość realizacji przedsięwzięcia znacząco negatywnie oddziaływującego na cel i przedmiot ochrony obszaru Natura 2000	Możliwe wyłącznie pod warunkiem wykazania braku technicznie możliwych alternatywnych rozwiązań i przy wykazaniu realizacji nadrzędnego interesu publicznego, tj. dla zdrowia ludzkiego, bezpieczeństwa publicznego, obowiązków związanych z usługami publicznymi, np. transportem i energią) oraz przy optymalnym ograniczaniu negatywnych wpływów i przemyślanej kompensacji przyrodniczej.	Możliwe pod warunkiem spełnienie przesłanek, o których mowa w art. 34 ustawy o ochronie przyrody, tj. gdy za realizacją przedsięwzięcia znacząco oddziałującego na cele ochrony obszaru Natura 2000 przemawiają wymogi nadrzędnego interesu publicznego, w tym wymogi o charakterze społecznym lub gospodarczym, przy jednoczesnym braku rozwiązań alternatywnych. Konieczne jest zapewnienie wykonania kompensacji przyrodniczej niezbędnej do zapewnienia spójności i właściwego funkcjonowania sieci obszarów Natura 2000
Ekofizjografia	Nieopisana w wytycznych.	Zaznaczona rola dobrze wykonanego opracowania ekofizjograficznego jako podstawy prognozy oddziaływania na środowisko w ramach sporządzania projektu miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego.
Planowanie strategiczne	Strategiczne planowanie inwestycji sektora energetyki wiatrowej uwzględnia nie tylko warunki dotyczące wiatru, ale także techniczną wykonalność budowy, podłączenie do sieci elektroenergetycznej, odległość osiedli ludzkich, krajobraz, cele w zakresie ochrony przyrody itp. Wszystkie te warunki należy uwzględnić i mogą one mieć wpływ na wykonalność i realizację przedsięwzięć związanych z energią wiatrową. Planowanie poprzedzone jest strategiczną oceną oddziaływania, która stanowi również odpowiednie ramy w celu określenia skumulowanego oddziaływania.	W wytycznych zwraca się szczególną uwagę na fakt, iż rozpoczęcie planowania wymaga w polskich warunkach zwykle stworzenia miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (o ile gmina go nie posiada) lub zmian w istniejącym miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego lub studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego, które zazwyczaj nie przewidują możliwości rozwoju energetyki wiatrowej na terenie, którego dotyczą). *W obecnym porządku prawnym brak jest możliwości lokalizacji elektrowni wiatrowych w oparciu o decyzję o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu.*
Etap oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko	Wytyczne wprost nakazują przeprowadzenie oceny oddziaływania na środowisko każdego przedsięwzięcia oddzielnie. Wskazuje się, że skuteczny udział społeczeństwa w podejmowaniu decyzji umożliwia wyrażenie, a właściwym organom branie wzięcie pod uwagę zgłoszonych wniosków i opinii, zwiększając w ten sposób odpowiedzialność i przejrzystość procesu podejmowania decyzji. Przeprowadzenie odpowiedniej oceny obejmuje następujące etapy: gromadzenie informacji dotyczących przedsięwzięcia oraz obszarów Natura 2000; ocenę skutków przedsięwzięcia w świetle założeń ochrony danego terenu; ustalenie, czy przedsięwzięcie może niekorzystnie oddziaływać na integralność terenu; rozważenie środków łagodzących (w tym monitorowania).	Zgodnie z wytycznymi ocenie oddziaływania na środowisko powinny podlegać wszystkie elementy Farmy wiatrowej, tj.: elektrownia wiatrowa, infrastruktura przyłączeniowa (kable elektroenergetyczne i telekomunikacyjne) GPZ wewnętrzny farmy), drogi dojazdowe i place manewrowe, zaplecze budowy, place montażowe i składowe (tylko w czasie budowy), optymalnie w ramach jednego postępowania (o ile to możliwe). W przypadku braku możliwości przeprowadzenia wspólnej oceny oddziaływania na środowisko dla wszystkich elementów farmy wiatrowej należy przeprowadzić osobną ocenę oddziaływania na środowisko dla poszczególnych elementów, uwzględniającą skumulowane ich oddziaływanie jako funkcjonalnej całości.

Przewidywane wpływy na środowisko przyrodnicze i otoczenie człowieka	Zgodnie ze wskazaniami zawartymi w wytycznych, istnieje wiele przypadków, w których dobrze zaprojektowane i odpowiednio zlokalizowane inwestycje prawdopodobnie nie oddziałują w sposób znaczący, natomiast w innych przypadkach możliwe są wielorakie znaczące skutki. W dokumencie wymieniono następujące czynniki mogące negatywnie wpływać na środowisko w obrębie elektrowni wiatrowej i w jej otoczeniu na: **ptaki:** 1. utrata i degradacja siedlisk, 2. niepokojenie i przemieszczanie, 3. rozdrobnienie siedlisk, 4. kolizje, 5. efekt bariery, 6. oddziaływania pośrednie; **nietoperze:** 1. utrata i degradacja siedlisk i korytarzy powietrznych, 2. niepokojenie i przemieszczanie, 3. kolizje, 4. efekt bariery, 5. barotrauma, 6. zwiększone ryzyko kolizji wskutek nocnego oświetlenia, 7. oddziaływania pośrednie; **cenne siedliska przyrodnicze:** 1. utrata i degradacja siedlisk, 2. wprowadzanie inwazyjnych gatunków obcych na etapie budowy, 3. tworzenie siedlisk z dala od farmy wiatrowej w celu przywabienia ptaków do tych siedlisk i odciągnięcia ich od farmy wiatrowej; 4. tworzenie siedlisk na intensywnie użytkowanych gruntach rolnych poprzez udostępnienie mniej intensywnie wykorzystywanych pozostałych obszarów, 5. zmiany mikroklimatu, 6. zagęszczanie gleby, 7. oddziaływania pośrednie.	Z podziałem na etapy budowy, eksploatacji i likwidacji: **1. Etap budowy i likwidacji:** – zanieczyszczenie wód, – zanieczyszczenie powietrza, – emisja hałasu, – generowanie pola elektromagnetycznego, – zanieczyszczenie gleby i generowanie odpadów, – zakłócenie warunków życia ludzi, – niszczenie siedlisk i ograniczenie populacji, – widoczne zmiany w krajobrazie, – wpływ na dobra materialne, zabytki, krajobraz kulturowy. **2. Etap eksploatacji** I. Ornitofauna: 1. ryzyko śmiertelnych zderzeń, 2. utrata i fragmentacja siedlisk lęgowych i żerowisk, 3. tworzenie efektu bariery, II. Chiropterofauna: 1. niszczenie kwater zimowych lub rozrodczych, 2. przecinanie tras przelotowych w tym migracyjnych, 3. utrata łowisk w wyniku kolizji (zjawisko bardziej widoczne w terenach zadrzewionych) lub omijania terenu. III. Środowisko akustyczne IV. Infradźwięki V. Pole i promieniowanie elektromagnetyczne VI. Krajobraz 1. Strefa I (do 2 km od FW) 2. Strefa II (1÷4,5 km od FW) 3. Strefa III (2÷8 km od FW) 4. Strefa IV (powyżej 7 km od FW) VII. Wartość nieruchomości[1)]
Wymogi monitoringu	Najlepszym modelem monitoringu środowiska jest pomiar oddziaływania przed jego wystąpieniem i po nim. Na obszarze, na który przedsięwzięcie może wywierać wpływ oraz w miejscach kontrolnych, na które przedsięwzięcie nie ma wpływu, należy zebrać dane wyjściowe	Zaleca się wstępny monitoring potencjalnie wrażliwych elementów przyrodniczych i możliwych konfliktów społecznych już na etapie screeningu.

	(przed rozpoczęciem inwestycji) przy użyciu standardowej metody. Następnie, podczas eksploatacji inwestycji, zbierane są dane na obszarze przedsięwzięcia i w miejscach kontrolnych za pomocą tej samej metody. Podobnie jak zbieranie danych wyjściowych monitorowanie należy zaprojektować przy użyciu standardowego podejścia do zbierania danych i analizy statystycznej.	*1) Dla Ptaków – skorzystanie z Wytycznych dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki, GDOŚ, 2011;* *2) Dla nietoperzy – skorzystanie z projektu Wytycznych dotyczących oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze, GDOŚ, 2013 r.,* z zaznaczeniem, że są to zalecenia dobrej praktyki, lecz nie funkcjonujące jako obowiązujące prawo, więc dopuszczalne są także inne uzasadnione aktualną wiedzą metody monitoringu. Zaleca się w uzasadnionych przypadkach roczny monitoring przed- i poinwestycyjny.
Procedury realizacji inwestycji z zakresu energetyki wiatrowej	Wytyczne odnoszą się do procedury, która obejmuje trzy główne etapy: **1. etap pierwszy: wstępna kontrola**. W pierwszej kolejności należy ustalić, czy plan lub przedsięwzięcie są bezpośrednio związane z zarządzaniem danym obszarem Natura 2000 lub niezbędne do tego zarządzania, a po drugie, jeśli tak nie jest, czy istnieje prawdopodobieństwo, że będą one istotnie oddziaływać na dany obszar; **2. etap drugi: odpowiednia ocena**. Dokonanie odpowiedniej oceny skutków dla danego terenu z punktu widzenia celów w zakresie ochrony tego terenu. **3. etap trzeci: odstępstwo od art. 6 ust. 3 dyrektywy siedliskowej.** Trzeci etap ma zastosowanie wówczas, gdy pomimo negatywnej oceny nie jest proponowane odrzucenie planu lub przedsięwzięcia, lecz jego dalsza ocena. W tym przypadku zezwala się, pod pewnymi warunkami, na odstępstwa, które obejmują wykazany brak rozwiązań alternatywnych oraz istnienie nadrzędnego interesu publicznego przemawiających za realizacją przedsięwzięcia. Wymaga to przyjęcia odpowiednich środków kompensujących mających zapewnić ogólną spójność sieci Natura 2000.	**Procedury zmierzające do uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach** **Inwestycje typu I**: 1. kwalifikacja inwestycji do grupy I, 2. wykonanie raportu ooś, 3. złożenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, 4. wszczęcie postępowania przez organ administracji, 5. wystąpienie organu o opinię/ustalenia dot. warunków realizacji elektrowni wiatrowych, 6. wydanie opinii i przeprowadzenie uzgodnień przez współdziałające organy, 7. przeprowadzenie przez organ prowadzący procedury udziału społeczeństwa, 8. wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, 9. podanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do publicznej wiadomości. **Inwestycje typu II**: 1. kwalifikacja inwestycji do grupy II, 2. wykonanie kip, 3. złożenie wniosku o wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, 4. wszczęcie postępowania przez organ administracji, 5. wystąpienie organu o opinię w sprawie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i ustalenie zakresu raportu ooś, 6. wydanie opinii przez współdziałające organy,

		7. wydanie przez organ prowadzący opinii o konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko i ustaleniu zakresu raportu ooś lub postanowienie o braku konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko, 8A. wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach (jeśli wydano postanowienie o braku konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko), 8B. sporządzenie raportu ooś i przedstawienie go organowi prowadzącemu (jeśli wydano postanowienie o konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko), 9. wystąpienie organu prowadzącego o opinię/uzgodnienie organów współdziałających, 10. wydanie opinii i uzgodnienia organów współdziałających, 11. przeprowadzenie przez organ prowadzący procedury udziału społeczeństwa, 12. wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, 13. podanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach do publicznej wiadomości. **Procedura ponownej oceny oddziaływania na środowisko**(przeprowadzana m.in. przed uzyskaniem pozwolenia na budowę, zatwierdzeniu projektu budowlanego, decyzji o pozwoleniu na wznowienie robót budowlanych) 1. Stwierdzenie potrzeby przeprowadzenia ponownej oceny oddziaływania na środowisko (w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach po przeprowadzeniu oceny oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko, na wniosek zainteresowanego podmiotu lub w postanowieniu organu, który wydaje zgodę na budowę, wymagana zwykle, jeśli projekt budowlany odbiega od projektu przedstawionego w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach). 2. Raport ooś na potrzeby ponownej oceny oddziaływania na środowisko jest bardziej szczegółowy (uwzględnia szczegółowe dane wynikające z projektu budowlanego, określa stopień i sposób uwzględnienia wymagań wobec środowiska zawartych w decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach i innych opiniach/decyzjach wydanych dla przedsięwzięcia).

		3. Raport ooś przedkładany jest do organu wydającego decyzje budowlane. 4. Organ wydający decyzję po otrzymaniu raportu ooś zwraca się do regionalnego dyrektora ochrony środowiska o uzgodnienie warunków realizacji przedsięwzięcia. 5. Regionalny dyrektor ochrony środowiska zwraca się do Państwowej Inspekcji Sanitarnej o wydanie opinii. 6. Organ wydający decyzję budowlaną przeprowadza konsultacje społeczne na wniosek regionalnego dyrektora ochrony środowiska. 7. Wnioski z konsultacji są przez organ wydający zezwolenie na budowę przekazane do RDOŚ, która na tej podstawie wydaje postanowienie o uzgodnieniu warunków realizacji przedsięwzięcia. **Inwestycje na obszarach Natura 2000** – są realizowane w ramach standardowego trybu uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach z raportem ooś wzbogaconym o określenie wpływu przedsięwzięcia na obszary Natura 2000. Dla inwestycji nie należących do I i II grupy przedsięwzięć z rozporządzenia ooś, procedura jest następująca: 1. Organ administracyjny rozstrzyga, czy elektrownia wiatrowa może potencjalnie znacząco wpływać na obszar Natura 2000. 2. W przypadku stwierdzenia potencjalnego istotnego wpływu na obszar Natura 2000, organ administracyjny zobowiązuje inwestora do przedłożenia właściwego miejscowo regionalnego dyrektora ochrony środowiska następującej dokumentacji: • wniosek o wydanie decyzji, • kip, • poświadczonej przez stosowny organ kopii mapy ewidencyjnej, obejmującej obszar realizacji budowy oraz obszar potencjalnego oddziaływania, 3. Na podstawie przedstawionej dokumentacji właściwy miejscowo regionalny dyrektor ochrony środowiska wydaje postanowienie o potrzebie lub braku potrzeby przeprowadzenia oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000.

		4. Regionalny dyrektor ochrony środowiska nakłada osobnym pismem obowiązek przedłożenia 2 egzemplarzy (wydruku i zapisu cyfrowego) raportu o odziaływaniu na obszar Natura 2000, który powinien być ograniczony do określenia oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000. 5. Procedurę udziału społeczeństwa przeprowadza organ administracyjny na wniosek regionalnego dyrektora ochrony środowiska. 6. Organ administracyjny przekazuje zebrane uwagi do organu uzgodnieniowego. 7. Regionalny dyrektor ochrony środowiska uzgadnia warunki realizacji przedsięwzięcia, w uzasadnieniu zobowiązany jest do przedstawienia wpływu wyników konsultacji oraz przedstawionego raportu na wydane warunki. 8. Jeżeli z oceny oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000 wynika, że inwestycja będzie miała znaczący negatywny wpływ na ten obszar i nie zachodzą przesłanki nadrzędnego interesu publicznego, regionalny dyrektor ochrony środowiska odmawia uzgodnienia warunków realizacji przedsięwzięcia
Możliwości ograniczania i/lub zapobiegania uciążliwości elektrowni wiatrowych	1. Planowanie – ustawienie i lokalizacja turbin wiatrowych; 2. Projektowanie infrastruktury: liczba turbin i specyfikacje techniczne (z uwzględnieniem oświetlenia); 3. Harmonogram: unikanie, ograniczanie lub etapowe prowadzenie działań budowlanych w okresach wrażliwych ekologicznie; 4. Ograniczanie pracy turbin i włączeniowe prędkości wiatru: zdefiniowanie czasu pracy turbin; 5. Stosowanie czynników odstraszających.	Przykładowe możliwości unikania lub ograniczenia generacji uciążliwości przez elektrownie wiatrowe: 1. wykonanie na etapie projektowania specjalistycznej analizy oddziaływań akustycznych oraz pola i promieniowania elektromagnetycznego; 2. wykonanie na etapie projektowania inwentaryzacji ornitologicznej, chiropterologicznej i siedliskowej; 3. wielokryterialna analiza możliwych wariantów i wybranie najkorzystniejszego, 4. odpowiedni nadzór budowlany na etapie inwestycji; 5. przemyślany sposób składowania, neutralizowania i transportu produktów odpadowych powstałych na etapie budowy, 6. zapewnienie swobodnego przelotu ptaków i nietoperzy dzięki właściwym rozlokowaniu wież, 7. malowanie konstrukcji jasnymi, matowymi farbami, co ogranicza odblask i zwiększa ich widoczność, 8. wykonywanie prac budowlanych poza terminem lęgów i migracji ptaków zaś wycinki dodatkowo poza sezonem wegetacyjnym. Dodatkowo należy uwzględnić:

		1. stosowanie bezpiecznych substancji, 2. kryterium efektywności energetycznej, 3. racjonalne wykorzystanie paliw i surowców, 4. ograniczenie produkcji i odzysk produktów ubocznych i odpadowych, 5. rodzaj, zasięg i wielkość emisji, 6. wykorzystanie korzystnych rozwiązań technicznych adaptowanych z przemysłu, postęp naukowo-techniczny.
Metody kompensacji przyrodniczej	Wynikające z zapisów: 1. odtworzenie lub rozszerzenie siedliska w ramach istniejącego obszaru Natura 2000, 2. odtworzenie siedliska na zupełnie nowym terenie lub poprzez rozszerzenie areału dotychczasowego siedliska, w celu włączenia do sieci obszarów Natura 2000, 3. desygnacja nowego obszaru Natura 2000 (tego samego typu, aby zachować koherencję sieci).	Każdorazowo powinny uwzględniać specyfikę oddziaływania konkretnej inwestycji.
[1)] z treści art. 66 ustawy ooś, określającego treść raportu ooś, nie można wywieść konieczności badania wpływu realizacji przedsięwzięcia na wartość nieruchomości (wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gliwicach z dnia 18 marca 2015 r., sygn. akt: II SA/Gl 1530/14)		

Pomocne w kierunku rozwoju elektrowni wiatrowych wspierającego wzajemne zrozumienie wszystkich interesariuszy jest skorzystanie z Kodeksu Dobrych Praktyk[424]. Zawiera on, obok omówienia podstawowych norm prawnych, szeroki zakres samoregulacji w postaci standardów i reguł postepowania od momentu przygotowania inwestycji do uruchomienia i wieloletniej eksploatacji farm wiatrowych, które pozwalają energetyce wiatrowej stać się w pełni przyjaznym dla społeczeństwa źródłem energii. Kodeks ten prezentuje standardy i zasady postępowania, nawiązujące do ugruntowanych i sprawdzonych procesów rozwoju energetyki wiatrowej w Unii Europejskiej, szczególnie tych które doprowadziły do kształtowania się pozytywnych zachowań w procesie prowadzenia inwestycji w zakresie rozwoju farm wiatrowych i budowania dobrych relacji między samorządami, inwestorami i społecznościami lokalnymi.

Podsumowując rozdział 3 można stwierdzić, że:

1. Rozwój energetyki wiatrowej w Polsce jest gruntownie i wielostronnie uregulowany przepisami powszechnie obowiązującymi.
2. Kluczowa dla energetyki wiatrowej na lądzie ustawa „o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych" funkcjonuje łącznie z innymi aktami prawnymi oraz strategiami i politykami energetycznymi i ekologicznymi państwa oraz z krajowymi planami działań w zakresie energii ze źródeł odnawialnych i na rzecz energii i klimatu. Elementem wspomnianej ustawy, który po ewentualnej jego modyfikacji, może pomóc w dalszym rozwoju omawianego źródła odnawialnej energii, jest rozważenie zmniejszenia wymaganej minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkaniowych.
3. Rekomenduje się, bazując na pozytywnych wynikach stosowanych dotychczas wytycznych dotyczących sporządzania raportów ooś dla elektrowni wiatrowych, zmodernizowanie tych wytycznych oraz dopracowanie (w szczególności o doświadczenia z dekady monitoringów powykonawczych, realizowanych na polskich farmach wiatrowych) i (po rewizji) opublikowanie projektowanych wytycznych w innych zakresach (np. dotyczących ornitofauny i chiropterofauny).
4. Wytyczne branżowe wypracowane w toku szerokich konsultacji ze wszystkimi interesariuszami procesu, są powszechnie respektowane i wykorzystywane, stąd rekomenduje się szerokie konsultacje branżowe ewentualnych nowych opracowań w tym zakresie.
5. Wskazane jest także pełniejsze wykorzystanie opracowań ekofizjograficznych, nie tylko do sporządzania raportów i prognoz ooś, ale także na potrzeby planowania przestrzennego w gminie.
6. Rekomenduje się położenie znacznie większego nacisku niż dotychczas na konsultacje ze stroną społeczną w trakcie realizacji inwestycji w energetykę wiatrową.

[424] *Energetyka wiatrowa. Kodeks dobrych praktyk.* http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/10/KDP-z-rekomendacjami-pa%C5%BAdziernik-2019.pdf

4 Ograniczanie oddziaływań negatywnych, zapewnienie bezpieczeństwa mieszkańcom otoczenia farm wiatrowych

Na początku trzeba wyjaśnić różnicę pomiędzy dwoma pojęciami: ryzykiem i zagrożeniem. *Wszystko jest trucizną, a skutek zależy od dawki* (cytat: Paracelsus).

Zagrożenie – zjawisko powodowane działaniem natury lub człowieka, tworzące sytuację, w której poczucie bezpieczeństwa zmniejsza się lub zanika. Zagrożenie to potencjalne źródło zniszczenia, zakłócenia lub ubocznych skutków zdrowotnych przy spełnieniu określonych warunków.

Ryzyko – prawdopodobieństwo wystąpienia czegoś, co może mieć niepożądany wpływ na coś lub kogoś, np. na ludzi, infrastrukturę, finanse, środowisko, itp., czyli sytuacja, w której istnieje szansa lub prawdopodobieństwo, że, np., człowiek dozna uszczerbku na zdrowiu przy ekspozycji na zagrożenie.

Między pojęciami jest zasadnicza różnica, zagrożenie jest zawsze, a ryzyko wystąpi po przekroczeniu jakiejś wartości (miary), np., poziomu dopuszczalnego. Zagrożenie jest identyfikowalne, natomiast ryzyko jest szacowane liczbowo. Przykładowo, słuchanie na żywo koncertu muzycznego tuż przy zestawie głośników stwarza wysokie ryzyko utraty słuchu. Słuchanie na widowni powoduje, że ryzyko utraty słuchu jest średnie, natomiast odsłuch w oddaleniu, poza widownią, spowoduje, że ryzyko uszczerbku na słuchu jest niewielkie.

Mając na uwadze potencjalne zagrożenia dla środowiska, związane z eksploatacją turbin wiatrowych, niezbędne jest oszacowanie ryzyka wystąpienia szkodliwego skutku ich oddziaływania.

4.1 Minimalna odległość turbiny wiatrowej (lub ich zespołu) od budynków mieszkalnych

Z pewnością turbiny wiatrowe podczas swojej pracy emitują hałas, który wraz z oddalaniem się od źródła maleje. Niskie ryzyko utraty zdrowia występuje, gdy nie są przekroczone poziomy dopuszczalne hałasu. Natomiast brak ryzyka wystąpi, gdy poziom emisji hałasu jest niższy od percepcji słuchowej i drganiowej człowieka. Ocena oddziaływania dowolnego źródła hałasu prowadzona jest w celu zminimalizowania ryzyka utraty zdrowia lub szkód w środowisku. Wyeliminowanie ryzyka możliwe jest wyłącznie poprzez niepodejmowanie inwestycji. Jeżeli nie ma zagrożenia, to nie ma ryzyka. Zatem jeśli realizujemy inwestycję, to określenie minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od budynków mieszkalnych musi prowadzić do zachowania dopuszczalnych limitów hałasu w środowisku. Nie oznacza to, że dźwięki emitowane przez turbiny będą niesłyszalne, ale oznacza, że będą na poziomie zapewniającym komfort akustyczny i ryzyko szkodliwego oddziaływania będzie niewielkie. W tym celu niezbędne są procedury określające: poziomy dopuszczalne, metody prognozowania emisji oraz pomiarowe metody kontroli.

Jak wykazano w pkt. 2.1, wartości dopuszczalne hałasu w środowisku od turbin wiatrowych, zaliczonych do grupy „Pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu" w rozporządzeniu[425] należy uznać za odpowiednie.

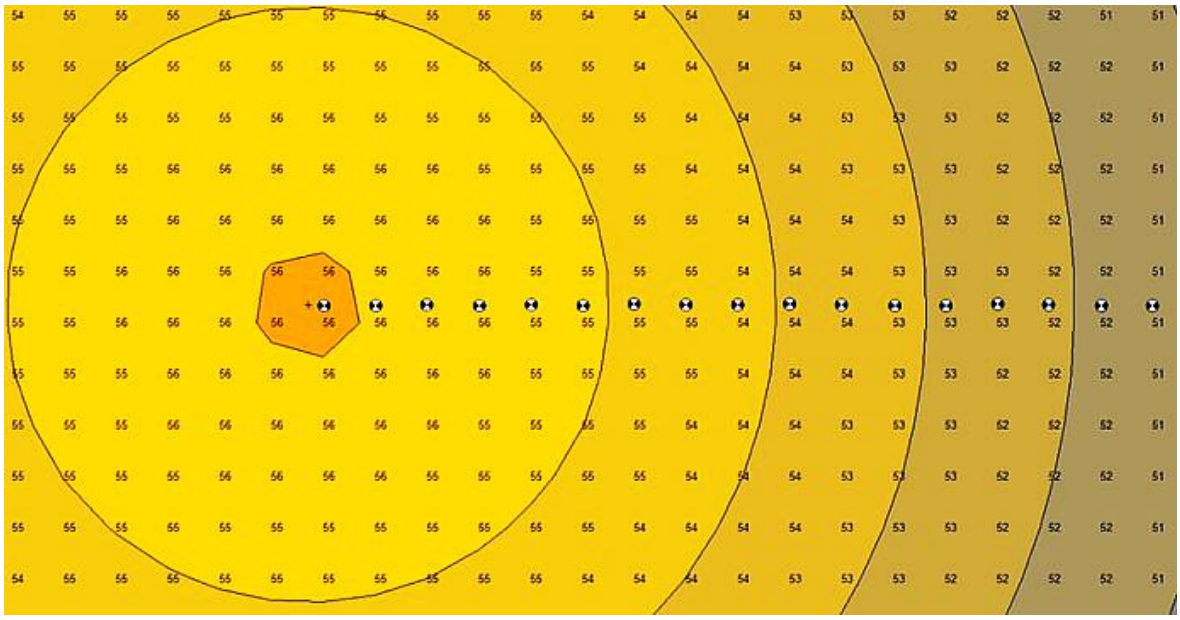
W prowadzonych na etapie projektowania farmy obliczeniach numerycznych, zakłada się najbardziej niekorzystny przypadek emisji. Przyjmuje się do obliczeń maksymalny poziom mocy akustycznej zastosowanych turbin podczas całego okresu ich pracy. Zakłada się, że przyjęte do obliczeń poziomy mocy akustycznej turbin nie zostaną przekroczone w praktyce.

Celem kontrolnych pomiarów hałasu jest ocena pomiarowa pracującej farmy wiatrowej pod względem ryzyka dla środowiska i ludzi. Pomiary terenowe stanowią weryfikację wyników obliczeń numerycznych i oceny akustycznej zadania inwestycyjnego, określających lokalizację poszczególnych turbin wiatrowych.

Wobec zmniejszania się rejestrowanego poziomu dźwięku wraz z oddalaniem się od źródła (elektrowni wiatrowej) istotne jest wyznaczenie bezpiecznej odległości turbiny wiatrowej od zabudowań mieszkalnych. Zdaniem autorów odległość ta, powinna zawsze wynikać z symulacji propagacji hałasu i być weryfikowana podczas pomiarów kontrolnych w środowisku. Jeśli, jak wskazano w pkt. 2.1.3, pozostawimy na etapie prognozowania bufor bezpieczeństwa (3 dB), możliwy do wykorzystania po pomiarach porealizacyjnych hałasu, to ryzyko przekroczenia poziomów dopuszczalnych hałasu w środowisku będzie znikome. W pkt. 1.1.9 (Tab. 1.7) zestawiono wyniki pomiarów porealizacyjnych wykonanych wokół farm wiatrowych w Polsce. W odległości 500 m, tylko raz, na 28 przebadanych przez autorów opracowania farm wiatrowych (około 100 sesji pomiarowych), wystąpiło przekroczenie poziomu dopuszczalnego hałasu. Dzięki możliwości przeprowadzenia operacji wyciszenia (zmian trybu pracy urządzenia „modów") nawet ta elektrownia obecnie nie powoduje przekroczeń limitów hałasu w środowisku.

O tym, że hałas słyszalny w odległości 500 m od turbiny wiatrowej nie przekracza dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (określonych w rozporządzeniu Ministra Środowiska[426]), świadczy między innymi wyniki symulacji komputerowej przy pomocy oprogramowania CadnaA, przeprowadzonych przez C. Guarnaccia. wraz ze współpracownikami[427].

[425] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).
426 Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. z 2014 r. poz. 112).
427 Guarnaccia C., Mastorakis N.E., Quartieri J., *Wind turbine noise: theoretical and experimental study*, International Journal of Mechanics 5(3), 129–137, 2011.



Rys. 4.1. Mapa hałasu słyszalnego CadnaA (wartości podano w dB) dla punktowego źródła hałasu o L_W= 103,5 dB (prędkość wiatru = 8 m/s), wysokość = 70 m, podłoże pochłaniające i duża kierunkowość. Siatka jest oceniana na wysokości 2 m od ziemi, a odległość między dwoma odbiornikami (czarne i białe kółka) wynosi 5 m, a ich wysokość wynosi 4 m[428].

Z Rys. 4.1. wynika, że już w odległości ok. 85 m od turbiny wiatrowej poziom hałasu wynosi blisko 50 dB, co odpowiada normom dla dopuszczalnych poziomów hałasu na terenach zabudowy mieszkaniowej jednorodzinnej w godzinach dziennych. Z kolei z innych badań wynika, że w odległości 500 m od elektrowni wiatrowej wynosi on poniżej 40 dB. Taki poziom hałasu nie powinien powodować negatywnych skutków zdrowotnych, również w przypadku osób wrażliwych[429]. Inni zaś wskazują, że w odległości 500 m poziom hałasu nie przekracza nawet 35 dB[430].

W niektórych krajach, mimo prowadzonych symulacji propagacji hałasu na etapie projektowania lokalizacji farmy wiatrowej, obowiązują odległości minimalne turbiny wiatrowej od zabudowań mieszkalnych. W części krajów są to wartości obligatoryjne, w innych podlegające negocjacjom na poziomie prawa lokalnego. W związku z tym, przedstawione w pkt. 2.1.2 zestawienie (Tab. 2.1) obrazuje wyłącznie preferencje rządów państw, co do założeń ochrony środowiska wokół turbin wiatrowych. Celem takiego rozwiązania jest wskazanie zagrożenia i chęć minimalizowania ryzyka oddziaływania. Proponowana odległość pełni rolę światła ostrzegawczego (pomarańczowego na sygnalizatorze drogowym) – uwaga, należy wzmóc czujność. Odległość minimalna nie może być zbyt duża, aby nie zablokować możliwości inwestowania. Chyba, że celem jej wprowadzenia nie jest minimalizowanie ryzyka oddziaływania.

[428] Guarnaccia C., Mastorakis N.E., Quartieri J., *Wind turbine noise: theoretical and experimental study*, International Journal of Mechanics 5(3), 129–137, 2011.
[429] Knopper L.D., Ollson C.A., *Health effects and wind turbines: A review of the literature*, Environmental health 10(1), 1–10, 2011.
[430] Ł. Flaga, A. Flaga, A. Szeląg, *O planowaniu przestrzennym i uwarunkowaniach środowiskowych siłowni i farm wiatrowych dużej mocy*, Inżyn. i Bud. 12, 40, 2018.

Mając powyższe na uwadze oraz uwzględniając wyniki przeprowadzanych przez autorów opracowania pomiarów terenowych hałasu wokół farm wiatrowych, odległością pełniącą rolę światła ostrzegawczego może być 500 metrów. Jednak ostateczna odległość, powinna być zawsze określona metodami obliczeniowymi i weryfikowana pomiarami terenowymi.

Celem wyznaczenia minimalnej odległości zlokalizowania elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkaniowej należy rozpatrywać wszystkie razem wcześniej opisane oddziaływania takiej elektrowni na otaczające ją bezpośrednie środowisko. Poniższa „mapa ryzyka" wystąpienia potencjalnego oddziaływania farmy wiatrowej na środowisko pokazuje zmianę prawdopodobieństwa zajścia różnych oddziaływań w zależności od odległości lokalizacji najbliższej EW od punktu obserwacji. Poszczególne symbole ryzyka (H, I, M, E, D, C, L, A) pojawiają się gdy szacowana wartość prawdopodobieństwa przekracza 0,1 % występowania. Prawdopodobieństwo szacowano na podstawie własnych obserwacji i obliczeń oraz dostępnych powszechnie informacji.

Prawdopodobieństwo wystąpienia oddziaływania w procentach [%]											
	Bardzo duże 80÷100	H									
	Duże 61÷80		H								
	Średnie 41÷60			H							
	Małe 21÷40				H						
	Bardzo małe 0÷20	I, M, E, D, L	I, M, L	I, M, L	I, M, L	H, I, M L	H, I, M	H, I, M	H, I, M	H, I, M	H, I, M
		do 100	do 200	do 300	do 400	do 500	do 600	do 700	do 800	do 900	do 1000
		Odległość od farmy wiatrowej w metrach [m]									

Legenda: **H** – hałas słyszalny, **I** – infradźwięki, **M** – migotanie światła, **E** – pola elektromagnetyczne, **D** – drgania i wibracje,
C – odpadanie części turbiny, **L** – miotanie lodem i zmrożonym śniegiem, **A** – awaria (pożar, rozpad elektrowni)

Rys. 4.2. "Mapa ryzyka" wystąpienia potencjalnego oddziaływania na środowisko

Reasumując: oddziaływanie hałasu akustycznego ma główny wpływ na wyznaczenie dozwolonej odległości minimalnej lokalizowania elektrowni wiatrowej w stosunku do zabudowy mieszkaniowej. Oddziaływanie pozostałych efektów przestaje być uciążliwe na dystansie 500 m.

4.2 Propozycje modyfikacji aktów prawnych i wytycznych

W dojrzałych demokracjach ewoluująca gospodarka wyznaczała nowe drogi rozwoju a prawo nadążało za tymi zmianami i przygotowywało przedpole dla dalszego rozwoju, wsłuchując się w to czego oczekują przedsiębiorcy.

Polska gospodarka potrzebuje odnawialnych źródeł energii, a sektor energii wiatrowej stabilnych i przewidywalnych warunków działalności. Taki system aktów prawnych, wytycznych, kodeksów dobrych praktyk winien obejmować wszystkie obszary jakie wiążą się z budowaniem i funkcjonowaniem EW, w tym kwestie środowiskowe, niezwykle istotne konsultacje ze społecznością lokalną ale też przedstawiać obowiązki formalne inwestorów i ich zobowiązania wobec innych interesariuszy.

W stanie obecnym branża energetyki wiatrowej potrzebuje modyfikacji niektórych aktów prawnych, a wśród nich:

- Ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (Dz.U. 2016 poz. 961), w części dotyczącej wyznaczenia minimalnej dozwolonej odległości turbin wiatrowych od siedzib ludzkich. Uzasadnienie stanowi cała treść niniejszej monografii.
- Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710)[431]. Sugeruje się dopisanie załącznika 9, dedykowanego metodykom pomiarowym stosowanym wokół farm wiatrowych. Wytyczne w tym zakresie podano w pkt.2.1.4.
- Wytycznych w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych. (Stryjecki, Mielniczuk, GDOŚ 2011). Niezbędne jest osadzenie wytycznych w kontekście najbardziej aktualnych wersji wytycznych szczegółowych, ponieważ obecne powołują się na dokumenty, które były najlepszą praktyką w czasie ich publikacji, jednak zostały zastąpione innymi lub się naturalnie zdezaktualizowały. Należy zaktualizować zalecenia co do prognozowania zasięgów oddziaływań akustycznych (w pasmie słyszalnym i infradźwiękowym) o sugestie praktyczne przedstawione w pkt. 2.1.3 i 2.1.5 oraz zamieścić podstawowe informacje co do praktyk monitoringu przed- i powykonawczego (pkt.2.1.4).
- Ustawy z dnia 21 grudnia 2000 r. o dozorze technicznym w zakresie funkcjonowania elektrowni wiatrowych.
- Polska Norma PN-B-02151-2:2018-01, Akustyka budowlana „Ochrona przed hałasem pomieszczeń w budynkach. Dopuszczalne wartości poziomu dźwięku w pomieszczeniach". W celu zrealizowania zaleceń zawartych w pkt.2.1.5 niezbędne jest określenie poziomów dopuszczalnych dotyczących hałasu niskoczęstotliwościowego i infradźwiękowego.

4.3 Wytyczne i rekomendacje

Aby w miarę precyzyjnie a jednocześnie kompletnie przedstawić wytyczne i rekomendacje, niezbędne jest zapoznanie się z obecnym stanem prawnym oraz innymi materiałami, które mogą być pomocne w tym zakresie. O ile dyrektywy, ustawy, rozporządzenia, konkluzje

[431] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

BAT są dostępne, o tyle materiały uzupełniające wymagają mozolnego zebrania, zapoznania się z nimi i wnikliwej oceny. W tej ostatniej sprawie niezbędna jest szczegółowa analiza dokumentów krajowych i zagranicznych (głównie z obszaru EU) dotychczas wydanych, przygotowywanych i przygotowanych do publikacji przewodników i kodeksów dobrych praktyk, zarówno przez administrację państwową i samorządową różnych szczebli jak i przez organizacje pozarządowe (izby i stowarzyszenia, w tym branżowe), traktujących o różnych aspektach raportu oceny oddziaływania na środowisko, decyzji o uwarunkowaniach środowiskowych przedsięwzięcia, ze szczególnym uwzględnieniem dialogu z lokalną stroną społeczną.

4.3.1 Opracowanie raportu oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko

Celem sprawniejszego i szybszego wykonania raportu ooś, m.in., niezbędne jest:

- precyzyjne opracowanie zakresu poszczególnych wymogów stawianych raportom ooś przez ustawę z dnia 3 października 2008 r. „o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz ocenach oddziaływania na środowisko" i obligatoryjne przestrzeganie go w całym kraju. Zwłaszcza dotyczy to opracowań ekofizjograficznych, opisów elementów przyrodniczych, inwentaryzacji przyrodniczych, metodyk pomiarowych, dozwolonych interpretacji, metod prognozowania, dopuszczalnych metod i zakresów kompensacji przyrodniczych, analiz potencjalnych konfliktów społecznych. Wymogi te wzmiankowane są w ustawie i rozporządzeniach lecz różnie stosowane i interpretowane zarówno przez organy właściwe jak i przez inwestorów, w różnych częściach naszego kraju,
- sporządzanie opracowań ekofizjograficznych, we współpracy z organem właściwym do wydania DUŚ, w taki sposób aby treści zawarte w tym opracowaniu przydatne były do tworzenia lub modyfikacji MPZP lub SUiKZP (synergia interesu gminy i inwestora),
- ułatwienie w dostępie inwestora i strony społecznej do zasobów informacyjnych organów właściwych do wydania DUŚ oraz innych instytucji, na etapie sporządzania raportu ooś,
- dążenie do tego aby w jednym raporcie ooś (a następnie też w jednej DUŚ) objęte były wszystkie elementy infrastruktury farmy wiatrowej, tzn. elektrownie wiatrowe, infrastruktura przyłączeniowa (kable elektroenergetyczne i telekomunikacyjne), GPZ wewnętrzny farmy), drogi dojazdowe i place manewrowe, zaplecze budowy, place montażowe i składowe (tylko w czasie budowy),
- aby w uzasadnionych przypadkach (np. pojedynczej elektrowni wiatrowej lokalizowanej w bezkolizyjnych warunkach) zamiast raportu ooś ograniczyć się tylko do KIP,
- bliska współpraca inwestora z organem właściwym dla wydania DUŚ w całym cyklu budowy EW (zwłaszcza w początkowej fazie) i we współpracy ze społecznością lokalną,
- w zakresie akustyki zakres raportu musi obejmować analizę oddziaływania hałasu infradźwiękowego i akustycznego. Sposób analiz powinien być zgodny

z zaleceniami znajdującymi się w pkt. 2.1.3 i 2.1.5. Niezależnie od szczegółowości raportu decyzja o monitoringu powinna uwzględniać sugestie zawarte w pkt. 2.1.4. i 2.1.5.,
- inne wskazówki dotyczące sprawniejszego i szybszego wykonania raportu ooś zawarte są w rozdz. 2 i 3 niniejszego opracowania.

4.3.2 Przeprowadzanie oceny raportu (prognozy) oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko

W zakresie emisji hałasu należy dokonać uzupełnienia wytycznych w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych.

Analiza w raporcie na potrzeby oceny oddziaływania na środowisko powinna spełniać następujące założenia:

- Przyjęcie poziomu dopuszczalnego hałasu z grupy „Pozostałe obiekty i działalność będąca źródłem hałasu" zgodnie z rozporządzeniem[432] (Dz.U.2014 poz.112, tab. 1).
- Ocena wyników symulacji prowadzonych według ISO9613-2 na podstawie:
  - widmowego (tercjowego lub oktawowego) rozkładu poziomu mocy akustycznej,
  - zastosowania metody ogólnej oceny wpływu gruntu, wskaźnik gruntu G = 0,7.

- Projektant powinien wykazać w analizie akustycznej, że istnieje po wybudowaniu farmy wiatrowej, możliwość ograniczenia mocy akustycznej turbiny lub zastosowania rozwiązania technicznego na turbinie, zmniejszającego emisję hałasu o 3 dB.

Analiza dla miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego MPZP powinna spełniać następujące założenia:

- Jeżeli obszar planu obejmuje wyłącznie tereny rolne przeznaczone pod farmę wiatrową:
  - Ocena wyników symulacji prowadzonych według ISO9613-2 na podstawie:
    - jednoliczbowego poziomu mocy akustycznej,
    - zastosowania metody „alternatywnej" oceny wpływu gruntu (bez wskaźnika G), która określa lekko przeszacowane zasięgi hałasu, dające możliwość optymalizacji w przyszłości,
  - Wskaźnikiem wpisywanym do planu MPZP powinny być nieprzekraczalne linie zabudowy, zarówno dla turbin wiatrowych jak i zabudowy mieszkaniowej.

- Jeżeli obszar planu obejmuje tereny o zróżnicowanej funkcji urbanistycznej:

[432] Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14.06.2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku, (Tj, Dz.U. z dnia 22 stycznia 2014 r., poz. 112).

- Wskaźnikiem wpisywanym do planu MPZP powinien być obrys farmy wiatrowej odsunięty od terenów mieszkaniowych o 500 metrów, stanowiący nieprzekraczalną linię zabudowy dla turbin,
- Wyraźny zakaz zabudowy mieszkaniowej w strefie buforowej 500 m od obrysu farmy wiatrowej.

4.3.3 Monitorowanie oddziaływania elektrowni wiatrowej na środowisko

W oddziaływaniu akustycznym istotna jest jednolita metodyka wykonywania pomiarów. Można przejściowo stosować zalecenia przedstawione w punkcie 2, ale docelowo powinien pojawić się załącznik 9 w Rozporządzeniu Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710)[433], opisujący szczegółowo metody pomiaru hałasu wokół farmy wiatrowej. Metodyka powinna uwzględnić wytyczne zawarte w rozdziale 2.1.4.

Otwartą kwestią pozostaje ocena hałasu infradźwiękowego. Należy zastanowić się, czy ze względu na stosunkowo niskie poziomy infradźwięków generowanych przez turbiny wiatrowe, często poniżej progu percepcji, istnieje potrzeba aby je badać w środowisku. Ze względu na liczne zakłócenia od infradźwięków naturalnie powstających w środowisku, prowadzenie ocen w terenie wydaje się być zadaniem trudnym do zrealizowania. Możliwe jest, na wzór duński, dokonywanie oceny hałasu infradźwiękowego w budynkach (*patrz propozycje zawarte w punkcie 2.1.5*). Na dzień dzisiejszy, wyniki przeprowadzonych tak pomiarów nie wskazują istotnego ryzyka zdrowotnego wywołanego infradźwiękami. Wskazane są dalsze badania w tym zakresie.

Natomiast uregulowania wymaga kwestia pomiarów hałasu niskoczęstotliwościowego, który obecnie w Polsce nie został opisany w żadnym aspekcie. Dźwięki w częstotliwościach powyżej 40 Hz rejestrowane w otoczeniu farm wiatrowych mają poziomy wyższe od progów percepcji słuchowej człowieka i mogą być przez niego odbierane. Opisać należy zakres częstotliwościowy, poziomy dopuszczalne w przyjętym zakresie oraz sposób pomiarów, co wymaga czasu. Do czasu ustalenia własnej metodyki oceny hałasu niskoczęstotliwościowego rekomenduje się propozycje zawarte w rozdziale 2.1.5, bazujące na rozwiązaniach duńskich – są one stosunkowo łatwe do wprowadzenia.

4.3.4 Wykonanie analizy porealizacyjnej oraz szczegółowy sposób sporządzenia takiej analizy w odniesieniu do elektrowni wiatrowych

Można przejściowo stosować zalecenia przedstawione w punkcie 2.1.4, ale docelowo powinien pojawić się szczegółowy opis metody pomiaru hałasu wokół farmy wiatrowej.

[433] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

4.4 Technologie i inne środki zapobiegawcze

Jak już wspomniano w kilku miejscach niniejszej monografii, obecnie produkowane turbiny wiatrowe mają możliwość redukowania poziomu mocy akustycznej, czyli możliwość wyciszenia dźwięków, powstających podczas ich pracy.

Wyciszenie turbin realizowane jest przez:

a) Zmiany kąta ustawiania łopaty, tzw. „Mody" lub „Nastawy", które umożliwiają ograniczenie poziomu mocy akustycznej nawet o kilka dB. Każda turbina w swojej dokumentacji technicznej ma zapisane szczegółowe dane o redukcji poziomu mocy akustycznej dla kolejnych „Modów". Są to bardzo powszechne metody ograniczania hałasu podczas pracy turbin, które implementuje się poprzez oprogramowanie i które załącza się automatycznie w sytuacji zdefiniowanych prędkości wiatru na wysokości gondoli. Są to systemu bezobsługowe.

b) Odpowiednio zaprojektowane nakładki montowane na krawędziach łopat w kształcie „ząbków", które minimalizują wytwarzanie hałasu aerodynamicznego. Skuteczność nakładek jest obecnie na poziomie ok. 2 dB.

c) Stosowanie „Repoweringu" turbin wiatrowych, co w ujęciu akustycznym oznacza wymianę istniejących turbin na nowe urządzenia, których jest mniej i mogą być cichsze. Największą zaletą repoweringu jest zmniejszenie ilości turbin w obrębie funkcjonowania istniejącej już farmy wiatrowej po pewnym okresie działania inwestycji – np. po 20 latach. Wtedy to część istniejących turbin jest demontowana, a w ich miejsce są stawiane nowocześniejsze urządzenia. Oczywistym jest, że nowe turbiny będę bardziej wydajne, co przełoży się wprost na mniejszą ich ilość i tym samym zmniejszone będą zasięgi hałasu przy najbliższych budynkach mieszkalnych.

Przedstawione w monografii zalecenia i rekomendacje mają na celu usprawnienie i ujednolicenie oceny oddziaływania na środowisko elektrowni wiatrowych, na etapie prognozowania oraz monitoringu. Należy mieć świadomość, że będą pojawiać się nowe typy turbin wiatrowych o których oddziaływaniu dziś nic nie wiemy. Tendencja rozwoju technologicznego turbin zmierza w kierunku zwiększenia produktywności oraz ograniczenia oddziaływania (szczególnie hałasu). Jednak oddziaływanie elektrowni wiatrowych trzeba kontrolować i na bieżąco wprowadzać niezbędne korekty co do metod ich oceny. Wydaje się być zasadne, aby NCBiR wspierało corocznie projekty badawcze skierowane na ulepszanie procedur obliczeniowych i pomiarowych stosowanych w ocenie farm wiatrowych, na rozwiązywanie różnych problemów związanych z funkcjonowaniem elektrowni wiatrowych (np. tych zasygnalizowanych w niniejszym opracowaniu) a także zmniejszanie ich wpływu na środowisko, a zwłaszcza na zdrowie człowieka.

4.5 Zrównoważony rozwój energetyki wiatrowej – przetwarzanie kompozytów z łopat wiatrowych wycofanych z eksploatacji

Energetyka wiatrowa, podobnie jak inne gałęzie przemysłu , musi dostosować się do ogólnej tendencji przeciwstawiania się zmianom klimatycznym, w tym dekarbonizacji. Nabiera to szczególnego znaczenia w świetle działań zmierzających do znacznego zwiększania skali projektów wiatrowych i związanej z nimi działalności przemysłowej. Również rządy wielu krajów podejmują kroki w kierunku dekarbonizacji przemysłowych łańcuchów wartości, począwszy od zamówień na zieloną energię po wdrażanie standardów budynków o zerowej emisji. Krótko rzecz ujmując, można stwierdzić, że:

przemysł turbin wiatrowych musi zoptymalizować technologię i procesy, poprawiając dotychczasowe rozwiązania oraz wprowadzając nowe, minimalizując ilość odpadów i dekarbonizując łańcuch dostaw, który obejmuje także materiały z „trudnych do zlikwidowania" a jednocześnie wysokoemisyjnych sektorów, takich jak produkcja stali i cementu.

Pełna analiza cyklu życia substratów i produktów zużywanych i wytwarzanych w energetyce wiatrowej i w przemysłach z nią powiązanych, obejmuje emisje do powietrza, wody i gruntu z projektu wiatrowego na wszystkich etapach produkcji, transportu, instalacji i likwidacji. Wspomniana analiza pokazuje, że okres zwrotu emisji dwutlenku węgla w przypadku energetyki wiatrowej jest znacznie krótszy niż w przypadku elektrowni węglowych. Wg danych z 2016 r., dla turbiny lądowej o mocy 2 MW wynosi ok. 5,4 miesiąca a w przypadku turbiny morskiej o mocy 6 MW ok. 7,8 miesiąca. Pod tym względem energetyka wiatrowa przewyższa energetykę wodną i słoneczną[434] .W zacytowanym raporcie ocenia się, że etapy produkcji i instalacji odpowiadają za ponad 90% całkowitej emisji dwutlenku węgla związanej z lądową farmą wiatrową i za 70% emisji tego gazu w przypadku morskiej farmy wiatrowej (dodatkowy udział transportu morskiego).

Przyjąć można, że 80÷85 % całkowitej masy turbiny wiatrowej składa się z materiałów nadających się do recyklingu, takich jak stal, żelazo, miedź i aluminium. Metody ich wykorzystania są ogólnie znane i ich stosowanie nie stwarza większych trudności. Jednak pozostałych kilkanaście procent stanowią trudne do komercyjnego recyklingu materiały takie jak kompozyty z włókna węglowego lub włókna szklanego, tworzyw sztucznych i żywicy, głównie budujące łopaty wirnika, których żywotność szacuje się nawet na 25÷30 lat.

Najogólniej kompozyty można zdefiniować jako zestaw dwóch lub więcej materiałów, które w połączeniu mają lepsze właściwości niż one same z osobna. Zazwyczaj składają się z materiału wzmacniającego (włókien szklanych, węglowych i innych) otoczonego materiałem matrycowym (żywicami). Włókna mogą przyjmować kilka różnych architektur splotów, w wyniku czego powstają warstwy, które można układać na sobie i umieszczać w różnych orientacjach, aby zapewnić powstałemu produktowi kompozytowemu optymalne właściwości użytkowe dla wybranego zastosowania. Istnieją dwie główne formy takich

[434] Global Wind Report 2021. GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf

żywic: termoutwardzalne, które tworzą nieodwracalny stały polimer i są najczęściej stosowane do produkcji łopat turbin wiatrowych oraz termoplastyczne, któr można przetopić i poddać recyklingowi. Kompozyty wzmocnione włóknami są wykorzystywane w wielu zastosowaniach ,m.in., takich jak elementy pojazdów, drzwi, wanny i łopaty turbin wiatrowych.

Ta ogólna charakterystyka może być pomocna przy zrozumieniu technologii stosowanych przy zagospodarowaniu materiałów kompozytowych, zarówno na etapie tworzenia produktu jak i jego przetwarzania gdy straci swoje pierwotne parametry.

Hierarchię gospodarowania odpadami dla łopat wiatrowych, można przedstawić w następujący sposób:

- Zapobieganie (*prevention*): przedłużenie żywotność projektu lub łopaty wiatrowej,
- Ponowne użycie (*reuse*): jej sprzedaż na rynku używanych łopat,
- Zmiana przeznaczenia (*repurpose*): regeneracja celem użycia w nowych produktach,
- Recykling (*recycling*): rozdrabnianie, mielenie oraz mielenie do frakcji wypełniacza do FRP (*Fiber Reinforced Plastic* – polimer zbrojony włóknem) lub betonu,
- Odzyskiwanie materiałów (material recovery): piroliza, termoliza, solwoliza w celu odzyskania żywic polimerowych, włókien lub gazów wykorzystywanych energetycznie,
- Współprzetwarzanie (*co-processing*) w piecach cementowniczych: zastępowanie surowców naturalnych,
- Spalanie (*incineration*) – z lub bez odzysku energii powiązane z deponowaniem popiołu na składowisku,
- Składowanie.

Branża energetyki wiatrowej wspierana przez różne gremia zarządzające Unią Europejską i poszczególnymi krajami, zainicjowała kilka programów badawczo – wdrożeniowych zmierzających, m.in., ku wytwarzaniu łopat wirników z udziałem materiałów łatwiej ulegających opłacalnemu recyklingowi oraz ku zwiększeniu stopnia wykorzystania elementów budujących takie łopaty wycofywane z eksploatacji. W ślad za wyżej wzmiankowanymi inicjatywami pojawiły się także podobne programy na poziomie poszczególnych przedsiębiorstw. W chwili obecnej , w Europie , na różnym etapie rozwoju, realizowane są ,m.in., następujące inicjatywy :

DecomBlades[435] (recykling łopat wirników)

DecomBlades stara się stworzyć podstawę dla komercjalizacji technologii recyklingu, dlatego partnerzy (wiodący na duńskim rynku wytwórcy turbin wiatrowych, m.in., Vestas, Oersted, LM Wind Power), uczestniczący w tym projekcie, skoncentrowali swoje wysiłki

[435] DecomBlades, https://decomblades.dk/

na trzech ścieżkach, które są najbardziej dojrzałe technologicznie, a także najbardziej opłacalne[436] :

- wstępne przygotowanie materiału (cięcie, m.in., strumieniem wody, drutem diamentowym i hydrauliczne oraz przygotowanie do transportu) i jego rozdrabnianie mechaniczne,

- współprzetwarzanie w produkcji cementu (w kalcynatorach i obrotowych piecach cementowniczych – jako składnik paliwa alternatywnego oraz jako komponent klinkieru),

- piroliza – w trakcie obróbki termicznej kompozytów w warunkach beztlenowych, żywice przekształcane są w fazy ciekłą (np. używaną jako paliwo lub przeznaczoną do dalszego wykorzystania w przemyśle chemicznym) i gazową (np. użytą do ogrzewania lub generacji elektryczności) a fazę stałą stanowią włókna (szklane i węglowe do ponownego zagospodarowania) oraz popiół.

ZEBRA[437] (*Zero wastE Blade ReseArch*)

Projekt jest prowadzony przez francuskie centrum badawcze IRT Jules Verne, któremu udało się skupić firmy przemysłowe i centra techniczne (Arkema, Canoe, Engie, LM Wind Power, Owens Corning, Suez), reprezentujące pełny łańcuch wartości: od opracowania materiałów, przez produkcję łopat, po eksploatację i likwidację turbin wiatrowych, a na koniec recykling wycofanego materiału łopat.

LM Wind Power zajmuje się zaprojektowaniem i wyprodukowaniem dwóch prototypowych łopat przy użyciu żywicy Elium firmy Arkema, aby przetestować i zweryfikować zachowanie

materiału kompozytowego oraz jego przydatność do produkcji przemysłowej. Równolegle inni partnerzy projektu skoncentrują się na rozwoju i optymalizacji procesu produkcyjnego z wykorzystaniem automatyzacji w celu zmniejszenia zużycia energii i odpadów produkcyjnych. Partnerzy ZEBRA zbadają następnie metody recyklingu materiałów użytych w prototypowych łopatach. Analiza cyklu życia pozwoli ocenić opłacalność środowiskową i ekonomiczną dalszego wykorzystania użytego materiału termoplastycznego w produkcji łopat dla przyszłych turbin wiatrowych.

CETEC[438] (*Circular Economy for Thermosets Epoxy Composites*)

Koalicja uznanych instytucji badawczych i podmiotów przemysłowych (Vestas Wind Systems A/S, Olin Corporation, Danish Technological Institute oraz Aarhus University)

[436] ETIP Wind, *How Wind is Going Circular*, 2019. ETIPWind-How-wind-is-going-circular-blade-recycling.pdf
[437] ZEBRA. https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-lm-places/zebra-project-launched
[438] CETEC. https://www.vestas.com/en/media/company-news/2021/new-coalition-of-industry-and-academia-to-commercialise-c3347473#!NewsView

częściowo finansowana przez Innovation Fund Denmark (IFD, opracowała dwuetapową technologię, w której:

- w pierwszym stadium, kompozyty termoutwardzalne są rozkładane na włókna i żywice epoksydowe,
- w drugim etapie, w nowatorskim procesie chemocyklingu, żywica epoksydowa podlega rozkładowi na składniki bazowe , które następnie można ponownie wykorzystać do produkcji nowych łopat turbin wiatrowych.

Circular Wind Hub[439] (potrzeba ustalenia nowych zasad obiegu zamkniętego w celu zwiększenia recyklingu komponentów turbin wiatrowych)

Moonshot Circular Wind Farms[440] (poszukiwanie rozwiązań dla zabezpieczenia farm wiatrowych w materiały krytyczne dla ich rozwoju).

Obydwa projekty wspierane są przez Dutch Ministry of Economic Affairs and Climate Policy. Motywem przewodnim w nich jest przetwarzanie materiałów pochodzących z wycofywanych z eksploatacji elektrowni wiatrowych. Aby tego dokonać, z zachowaniem możliwie najwyższej jakości, należy:

- ustalić nowe polityki gospodarki w obiegu zamkniętym w celu poprawy cyklu życia turbin wiatrowych,
- rozwijać wiedzę w celu uzyskania optymalnych strategii wycofania ich z eksploatacji,
- rozwijać infrastrukturę przemysłową, zdolną do obsługi coraz większych ilości turbin wiatrowych.

DecomTools[441] (likwidacja/repowering morskiej farmy wiatrowej)

Jest to inicjatywa instytucji naukowo-badawczych, firm komercyjnych, jednostek infrastruktury technicznej, proekologicznych organizacji pozarządowych oraz jednostek samorządów lokalnych z basenu Morza Północnego. Podczas gdy procesy likwidacji/odnawiania lądowych farm wiatrowych są już w miarę dobrze poznane, o tyle doświadczenia z końca cyklu eksploatacji parków wiatrowych na morzu są ograniczone. ten projekt wypełnia tę lukę poprzez opracowanie odpowiedniego oprogramowania i rozwój eko-innowacyjnych koncepcji, które:

- zmniejszają koszty likwidacji o 20% i koszty śladu środowiskowego o 25% (mierzone w ekwiwalentnym CO_2);
- powiększają know-how i specjalistyczną wiedzę zaangażowanych interesariuszy regionu Morza Północnego.

[439] Circular Wind Hub. https://www.echt.community/the-circular-wind-hub/
[440] Moonshot Circular Wind Farms. https://www.echt.community/moonshot/
[441] DecomTools. https://northsearegion.eu/decomtools/

Testy zostaną zweryfikowane przez pilotowe modele i narzędzia robocze z obszarów logistyki, bezpieczeństwa, projektowania statków i recyklingu. Połączenie innowacyjnych i już dostępnych technologii powinno sprostać niektórym z głównych aspektów wyzwań związanych z likwidacją, w tym optymalizacją, istniejącej infrastruktury morskiej / lądowej (portowej). Transnarodowa współpraca i multidyscyplinarne kompetencje partnerów, reprezentujących wiele sektorów życia i gospodarki, powinny przyczynić się do poprawy innowacyjności i transferu technologii w tym specyficznym obszarze niszowym i pomóc branży energetyki wiatrowej osiągnąć wyższy stopień jej zrównoważenia.

Dreamwind[442] (opracowanie nowych zrównoważonych materiałów, które mogą być (ponownie) wykorzystane w produkcji łopat turbin wiatrowych; projekt już zakończony)

Dreamwind (Designing REcyclable Advanced Materials for WIND energy) to projekt badawczy realizowany we współpracy między University of Aarhus, Danish Institute of Technology i Vestas Wind Systems w celu opracowania nowych zrównoważonych materiałów, które można wykorzystać w łopatach turbin wiatrowych. Projekt jest częściowo finansowany przez Danish Innovation Fund.

Rozwój nowych materiałów jest postrzegany z perspektywy gospodarki o obiegu zamkniętym. Patrząc na rozwój materiałów w szerszym kontekście, można skupić się na opracowaniu produktu, który jest zrównoważony pod względem ekonomicznym i zasobów. Rozwój opiera się częściowo na produkcji materiałów, które można zdemontować po użyciu i częściowo, na włączeniu komponentów pochodzenia organicznego do nowych materiałów. Ponadto, najnowsza wiedza z zakresu inżynierii materiałowej zostanie wykorzystana, aby zapewnić, że produkt będzie spełniał parametry statyczne i dynamiczne najnowocześniejszych materiałów.

FiberEUse[443] (nowe łańcuchy wartości w gospodarce o obiegu zamkniętym, bazującej na ponownym wykorzystaniu wycofanych z eksploatacji kompozytów wzmacnianych włóknami)

Projekt ten jest realizowany przez kilkanaście różnych podmiotów gospodarczych, instytucji naukowych, firm projektowych i konsultingowych, z różnych krajów europejskich.

FiberEUse ma na celu zintegrowanie różnych działań innowacyjnych poprzez holistyczne podejście do zwiększenia opłacalności recyklingu kompozytów i ponownego wykorzystania w produktach o wartości dodanej. Dzięki nowym, opartym na chmurze rozwiązaniom ICT, zastosowanym do integracji łańcucha wartości, rozpoznaniu nowych rynków, analizie barier prawnych, ocenie cyklu życia, projekt ten będzie wspierać przemysł w przejściu do modelu gospodarki kompozytami w obiegu zamkniętym.

[442] Dreamwind. https://www.dreamwind.dk/en/
[443] FiberEUse. http://www.fibereuse.eu/

HiPerDiF[444] (*High Performance Discontinuous Fibre*)
Projekt realizowany jest przez grupę 11 naukowców, z różnych dziedzin, związanych z University of Bristol. Zamiarem zespołu jest fundamentalna zmiana w branży kompozytów, polegająca na opracowaniu i zastosowaniu technologii krótkich włókien w celu wytworzenia wysokowydajnych, w pełni nadających się do recyklingu materiałów kompozytowych.

IEA Wind Task 45[445] (identyfikacja i zmniejszanie barier w recyklingu łopat turbin wiatrowych)

Projekt jest realizowany w ramach IEA Wind TCP, która jest forum międzynarodowej współpracy 24 krajów i członków sponsorów, dzielących się informacjami i działaniami badawczymi w celu przyspieszenia wdrażania energetyki wiatrowej. Uwaga kluczowych interesariuszy skupiona jest na zidentyfikowaniu barier i strategii łagodzących dla wdrożenia rozwiązań recyklingu łopat turbin wiatrowych na dużą skalę. Wspomniana inicjatywa skupia się na uzyskiwaniu wymiernych rezultatów, takich jak zalecane praktyki i wytyczne, które mogą być wykorzystane przez praktyków. Kluczowe tematy podejmowane w ramach projektu to:

- techniczne aspekty recyklingu;
- cykl życia łopaty i łańcuch wartości;
- normy i przepisy prawne określające działania związane z recyklingiem łopat turbin wiatrowych.

ReRoBalsa[446] (Recykling materiału łopat wirnika w celu odzyskania drewna balsa i pianki z tworzyw sztucznych, do produkcji materiałów izolacyjnych)

Ten projekt badawczy jest realizowany w Fraunhofer Institute for Wood Research.

Celem jest opracowanie innowacyjnej technologii recyklingu zmierzającego do odzyskiwania drewna balsa i pianki z tworzywa sztucznego, z łopat wirnika. Dodatkowym rozwinięciem tej inicjatywy badawczej jest innowacyjne technologa recyklingu tych recyklatów, nacelowana na ich wykorzystanie w produkcji nowych, ulepszonych materiałów izolacyjnych i budowlanych.

SusWind[447] (szybsze i szersze użytkowanie zrównoważonych materiałów kompozytowych i technologii w produkcji łopat turbin wiatrowych).

Projekt ten, realizowany we współpracy z Offshore Renewable Energy Catapult i wspierany przez The Crown Estate i RenewableUK, SusWIND zmierza ku opracowaniu i zademonstrowaniu realnych sposobów recyklingu kompozytowych łopat turbin

[444] HiPerDiF. https://www.researchgate.net/project/HiPerDiF-High-Performance-Discontinuous-Fibre
[445] IEA Wind Task 45. https://iea-wind.org/task45/
[446] ReRoBalsa. https://www.wki.fraunhofer.de/en/research-projects/2017/ReRoBalsa_rotor-blades-recycling-balsa-wood-plastic-foam-for-insulation-materials.html
[447] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9

wiatrowych, a także ku zbadaniu wykorzystania zrównoważonych materiałów i procesów w rozwoju kompozytów niezbędnych dla produkcji łopat wiatrowych oraz w ich innowacyjnym projektowaniu, spełniającym wymogi przyszłości.

Ponadto istnieje jeszcze szereg projektów, które skupiają się ogólnie na kompozytach wycofanych z eksploatacji, np.:

Ecobulk[448] (projekt, który demonstruje zastosowania recyklingowanych kompozytów w przemyśle meblarskim, motoryzacyjnym i w budownictwie)

Ecobulk składa się z różnych organizacji o różnych wizjach i wiedzy, które połączyły siły, aby stworzyć nowy cykliczny łańcuch wartości także w odniesieniu do kompozytów łopat wiatrowych. Początkowym etapem jest przeróbka kompozytów GFRP (Glass Fiber Reinforced Polymers), a następnie wprzęgniecie uzyskanych z nich komponentów w cykle materiałowe, uzupełniane niewielkimi ilościami materiałów pierwotnych. Projekt zajmuje się głównie konkretnym przypadkiem materiału opartego na odpadach z łopat turbin wiatrowych, ale ten sam proces sprawdza się z odpadami kompozytowymi innych gałęzi przemysłu. Opatentowany proces opracowany przez firmę Conenor jest elastyczny zarówno pod względem produktu końcowego, jak i materiału źródłowego. Do dotychczas produkowanych z sukcesem profili wytłaczanych należą zarówno formy wydrążone, jak i wypełnione, w całej gamie rozmiarów i kształtów. Dzięki ostatnim pracom wykonanym z partnerem Ecobulk, firmą Aimplas, udało wytworzyć się, z niektórych z tych materiałów, pelety, które można wykorzystać do formowania wtryskowego. Wstępne prognozy kosztów materiałów są dość zachęcające. Ceny są w zbliżonym zakresie, a w niektórych przypadkach są nawet konkurencyjne w stosunku do cen podobnych produktów na rynku. Prognozy te nie uwzględniają korzyści skali, które mogą również znacząco obniżyć koszty produkcji. Porównanie kosztów z takimi dla desek drewnianych nie uwzględnia wyższych kosztów konserwacji drewna i jego niższej trwałości w porównaniu z materiałami Ecobulk, które są naturalnie odporne na warunki atmosferyczne i mogą być wtryskiwane w kolorze w czasie produkcji.

Recy-composite[449] (Recykling materiałów kompozytowych: transgraniczne podejście w gospodarce o obiegu zamkniętym)

Partnerzy tego transgranicznego projektu zlokalizowani są NE Francji oraz Walonii i Flandrii. Posiadają uzupełniające się umiejętności dostosowane do posiadanej bazy przemysłowej. Poza uznaną wiedzą na temat procesów tworzyw sztucznych, partnerzy ci posiadają przydatną wiedzę specjalistyczną w zakresie przetwarzania i sortowania odpadów, procesów recyklingu termochemicznego, odporności na ogień a także formowania i kształtowania materiałów kompozytowych. Każdy ośrodek, ze swoją specyfiką, wnosi rzeczywistą wartość dodaną do wspólnego rozwoju działań transgranicznych. Projekt zajmuje się zagospodarowaniem kompozytów poprzez: odzyskiwanie materiałów, recykling termochemiczny (piroliza, solwoliza) i tylko w ostateczności odzyskiwaniem energii. Jest

[448] Ecobulk. https://www.ecobulk.eu/
[449] Recy-composite. http://www.recycomposite-interreg.eu/index.php/en/

praktycznym przykładem realizacji gospodarki o obiegu zamkniętym, celem efektywnego wykorzystania zasobów i zmniejszenia wpływu towarów/produktów na środowisko w całym ich cyklu życia.

Badania stosowane prowadzone są zarówno na materiałach kompozytowych termoutwardzalnych stosowanych w produkcji, jak i na materiałach kompozytowych wycofanych z eksploatacji. W perspektywie transferu przemysłowego uwzględniony zostanie aspekt ekonomiczny w celu doboru rozwiązań technologicznych recyklingu, zgodnie z hierarchią przetwarzania odpadów opisaną w przepisach. Projekt adresowany jest do chemii specjalistycznej aby zaproponować rynkowi produkty z recyklingu o wartości dodanej. Rozważane jest innowacyjne wykorzystanie materiałów, pochodzących z recyklingu lub produktów pochodzących z recyklingu chemicznego, jako środków karbonizujących w mieszankach pęczniejących.

Na recykling kompozytów składają się na ogół dwa etapy[450]: regeneracja (*reclamation*) i ponowne przetwarzanie (*reprocessing*).

Etap regeneracji obejmuje odzyskiwanie z oryginalnego kompozytu materiału , który może być użyty we wtórnych zastosowaniach . W większości procesów recyklingu kompozytów, ten etap koncentruje się głównie na odzyskiwaniu wysokowartościowego materiału z kompozytu (włókna), ale niektóre procesy są również w stanie odzyskać składniki żywicy lub energię, które mogą zasilać kolejne procesy. Gdy włókna zostaną zregenerowane, potrzebują dodatkowego przetworzenia do formy umożliwiającej ich użycie w innym produkcie.

Wyróżnić można cztery główne procesy regeneracji kompozytów (o różnych poziomach gotowości technologicznej)[451]:

- mechaniczny – rozdrabnianie i przemiał: duża skala; niski koszt; recyklat jest mieszaniną składników; zastosowanie jako wypełniacz (gdy wywodzi się z kompozytów termoutwardzalnych), jako materiał do reekstrudacji (gdy wywodzi się z kompozytów termoplastycznych) oraz w przemyśle cementowniczym jako źródło energii i składnik klinkieru (tylko dla kompozytów z włóknem szklanym)[452],
- termiczny:
  - piroliza konwencjonalna[453] – energochłonny; odzysk olejów z żywic; ograniczona skala; stosunkowo wysokie koszty; nadaje się do odzysku włókna węglowego (zachowuje ono do 90% właściwości mechanicznych), obecnie nie nadaje się do włókien szklanych (niska jakość produktów),

[450] Bennet L., Hailey J., Lomoro P., Fitzgerald A., Fuller J., Lightfoot J., Velenturf A., Trifonova K., *Sustainable decommissioning: wind turbine blade recycling*, Report from phase 1 of the energy transition alliance blade recycling project, March, 2021.
[451] *Ibidem.*
[452] Oliveux G., Dandy L. O., Leeke G. A., *Current status of recycling of fibre reinforced polymers: Review of technologies, reuse and resulting properties*, Progress in Materials Science 72, Elsevier Ltd, 61–99, 2015.
[453] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9

  - piroliza w złożu fluidalnym[454],[455] – kosztowny; energochłonny; ograniczona skala; produkuje dobrej jakości i czyste włókna węglowe (do 70÷80% zachowanych właściwości mechanicznych),
  - piroliza mikrofalami[456],[457] – drogi; dostępny na bardzo małą skalę; produkuje dobrej jakości włókna węglowe (do 75% zachowania właściwości mechanicznych) ; niższa energochłonność niż inne metody termiczne,
  - termoliza[458] (piroliza superprzegrzaną parą wodną) – energochłonny; daje wysokiej jakości włókna węglowe (zachowanych ponad 90% właściwości mechanicznych); bardzo mała skala,
- chemiczny: solwoliza[459],[460] (różne rozpuszczalniki, temperatura i ciśnienie, katalizatory) – wysoki koszt; dostępność na małą skalę; energochłonny; daje wysokiej jakości włókna szklane (zachowują do 70% właściwości mechanicznych) i włókna węglowe (zachowują do 90% właściwości mechanicznych). W ramach tego procesu wyróżnić można:
  - solwolizę wysokotemperaturową i wysokociśnieniową[461],[462] – wysokie koszty; ograniczona dostępność; wysoka energochłonność; korozyjność; produkuje dobrej jakości i czyste włókna węglowe,
  - solwoliza niskotemperaturową[463] (do 200 st.C) i niskociśnieniową (ciśnienie atmosferyczne), katalityczną – mniej energochłonny niż powyższy; wymaga użycia kwasów, których utylizacja w sposób zrównoważony jest problematyczna; produkuje dobrej jakości i czyste włókna węglowe i epoksymonomery.

Dzięki technologii RecyclableBlade Siemens Gamesa[464] jest w stanie oddzielić i poddać recyklingowi materiały, z których wykonane są łopaty wiatrowe, do wykorzystania w nowych zastosowaniach. Łopata RecyclableBlade jest produkowana w taki sam sposób jak standardowa i opiera się na tym samym procesie produkcyjnym IntegralBlade®. Jedyną różnicą jest zastosowanie nowego rodzaju żywicy, która umożliwia skuteczne oddzielenie

[454] Pickering S. J., *Recycling technologies for thermoset composite materials–current status*, Compos. Part A Appl. Sci. Manuf. 37 (8), 1206–1215, 2006.
[455] Pimenta S., Pinho S. T., *The effect of recycling on the mechanical response of carbon fibres and their composites*, Compos. Struct. 94(12), 3669–3684, 2012.
[456] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/
[457] Boulanghien M., Da Silva S., Berthet F., Bernhart G., Soudais Y., *Using steam thermolysis to recycle carbon fibres from composite waste*, JEC Compos. Mag. 100, 68–70, 2015.
[458] Bennet L., Hailey J., Lomoro P., Fitzgerald A., Fuller J., Lightfoot J., Velenturf A., Trifonova K., *Sustainable decommissioning: wind turbine blade recycling*, Report from phase 1 of the energy transition alliance blade recycling project, March 2021.
[459] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9
[460] Kao C. C., Ghita O., Evans K. E., Oliveux G., *Mechanical characterisation of glass fibres recycled from thermosetting composites using water-based solvolysis process*, ICCM Int. Conf. Compos. Mater. 18, 1–5, 2011.
[461] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9
[462] Keith M. J., Oliveux G., Leeke G. A., *Optimisation of solvolysis for recycling carbon fibre reinforced composites*, ECCM 2016 – Proceeding 17th Eur. Conf. Compos. Mater. 17, 2016.
[463] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9
[464] *Siemens Gamesa pioneers wind circularity: launch of world's first recyclable wind turbine blade for commercial use offshore*, 2021. https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/sustainability/environment/siemens-gamesa-20210901-recycableblade-infographic-finalen.pdf

jej od innych komponentów pod koniec okresu eksploatacji łopaty. Proces ten opisać najkrócej można w poniższych etapach :

1. Wycofane z eksploatacji łopaty są demontowane z turbiny i przygotowane do procesu recyklingu.
2. Ługowanie rozcieńczonym, podgrzanym roztworem kwasu zanurzonej w nim łopaty – oddzielanie żywicy od włókna szklanego, plastiku, drewna i metali.
3. Odzysk z roztworu oddzielonych składników i przygotowanie do wtórnego wykorzystania, tj. płukanie, suszenie.
4. Ponowne użycie odzyskanych składników w nowych produktach (kierując się właściwościom technicznym składników), tj. w przemyśle motoryzacyjnym lub w towarach konsumenckich, takich jak walizki transportowe i obudowy do płaskich ekranów).

- elektrochemiczny[465],[466] – wysokie koszty; wysokie zużycie energii; dostępność na małą skalę; daje włókno szklane o użytecznej jakości.

Etapy ponownego przetwarzania (reprocessing) polegają na przekształceniu odzyskanych materiałów w materiał wtórny do wykorzystania w innych zastosowaniach. Recyklat w postaci zmielonej jest używany jako wypełniacz. Inne formy recyklatu (pocięte włókna, maty włókninowe, pelety) wymagają obróbki końcowej, aby zapewnić możliwość ponownego jego wykorzystania. Wspomniane materiały mogą być stosowane w typowych procesach produkcji kompozytów, takich jak infuzja żywicy, formowanie wtryskowe, formowanie w prasie i mieszanie materiałów termoplastycznych[467].

Do tej grupy procesów zaliczyć także należy ponowne użycie łopat wirników wykonanych z kompozytów termoutwardzalnych (reusing thermosets). Już teraz produkty takiego mechanicznego reprocessingu są dostępne na rynku. Rozwój takiego podejścia do wykorzystania tworzyw sztucznych wzmocnionych włóknami wynika z jego umiarkowanego kosztu[468].

Ponowne wykorzystanie sekcji łopat wirników elektrowni wiatrowych zaobserwować można w inżynierii lądowej i budownictwie. Takie podejście ma najmniejszy wpływ na środowisko spośród wszystkich wyżej opisanych metod recyklingu. Najlepiej o tym może świadczyć realizacja takich projektów jak Re-Wind i Superuse Studios NL BV:

Re-Wind[469] – to projekt prowadzony przez interdyscyplinarny zespół badawczy składający się z ekspertów z City University of New York, Georgia Institute of Technology, University College Cork i Queen's University Belfast. Projekt ten zajmuje się koncepcjami ponownego

[465] SusWind. https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/?s=SusWind&x=6&y=9
[466] Mativenga P. T., Shuaib N. A., Howarth J., Pestalozzi F., Woidasky J., *High voltage fragmentation and mechanical recycling of glass fibre thermoset composite*, CIRP Ann. – Manuf. Technol. 65(1), 45–48, 2016.
[467] IEA Wind Task 45. https://iea-wind.org/task45/
[468] *Ibidem*
[469] Re-wind. https://pl.search.yahoo.com/search?fr=mcafee_uninternational&type=E211PL105G0&p=The+Re-Wind+Network

wykorzystania łopat wirników do różnych celów. Zwraca uwagę na potrzebę poznania ich właściwości mechanicznych, szczególnie wytrzymałościowych (pochodzenie z różnych lokalizacji, od różnych producentów), zwłaszcza gdy mają być użyte jako elementy konstrukcyjne (np. mostu, dachu lub słupa elektrycznego). Podkreśla, że większość rozwiązań, które zostały opracowane do tej pory, nie oferuje skalowalności wymaganej dla masowego zapotrzebowania w przyszłości i postuluje, że istnieje potrzeba tworzenia takich rozwiązań, które będzie można łatwo modyfikować lub skalować w przypadku większych łopat.

We współczesnej literaturze wielu badaczy proponuje zmianę przeznaczenia (repurposing) jako zrównoważoną, pod względem środowiskowym, społecznym i ekonomicznym, opcję wycofania z eksploatacji łopat turbin wiatrowych z materiałów kompozytowych. Zmiana przeznaczenia jest lepsza niż odzyskiwanie materiałów, przetwarzanie odpadów na energię lub składowanie w ramach paradygmatu gospodarki o obiegu zamkniętym i może oferować dodatkowe korzyści społeczne, w porównaniu z innymi, wyżej wymienionymi, opcjami. Prowadzone na świecie badania mają na celu ustalenie zastosowań ponownego wykorzystania konstrukcji łopat turbin wiatrowych w infrastrukturze inżynierii lądowej, przy założeniu, że zaawansowane materiały kompozytowe mogą być atrakcyjną alternatywą dla konwencjonalnych materiałów infrastrukturalnych (np. stali, żelbetu). Tego typu poglądy prezentowane są, teraz coraz częściej[470],[471],[472].

Holenderska firma Superuse Studios[473] wykorzystuje łopaty wiatrowe przy realizacji takich projektów jak : place zabaw, wiaty na rowery, ławki i inne urządzenia na wolnym powietrzu. W Polsce w tej dziedzinie na uwagę zasługują prace prowadzone przez firmę Anment[474], która zajmuje się projektami realizacji kładek pieszo-rowerowych (np. w Szprotawie (Rys. 4.3)), a także chce tworzyć wiaty parkingowe, przystanki, ławki czy huśtawki (Rys. 4.4), korzystając z łopat wiatrowych, które wycofano z eksploatacji. Firma ta twierdzi, że „*opracowała technologię odzysku włókien węglowych ze śmigieł wiatraków" i że „ jako jedyni w świecie możemy odzyskiwać włókna o długości do 8 metrów." Ponadto, to przedsiębiorstwo uczestniczy, wraz z Politechniką Warszawską, w badaniach nad wykorzystaniem włókien z recyklingu do produkcji laminatów. Uczelnia prowadzi, na zlecenie Anment, badania wytrzymałościowe włókien węglowych z recyklingu oraz laminatów tworzonych na ich bazie. Firma ta współpracuje także z Politechniką Rzeszowską, z którą chce budować mosty i kładki, z wykorzystaniem śmigieł wiatraków.*

[470] Alshannaq A., Scott D., Bank L., Bermek M., Gentry R., *Structural Re-Use of De-Commissioned Wind Turbine Blades in Civil Engineering Applications*, Proceedings of the 34th ASC Technical Conference, Atlanta, GA, 2019.

[471] Nie X.F., Fu B., Teng J.G., Bank L.C.,Tian Y., *Shear behavior of reinforced concrete beams with GFRP needles as coarse aggregate partial replacement: Full-scale experiments*, Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications, 1548–1553, 2019.

[472] Bank L.C., Arias F.R., Gentry T.R., Al-Haddad T., Tasistro-Hart B., Chen J.F., *Structural analysis of FRP parts from waste wind turbine blades for building reuse applications*, Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications, 1520–1524, 2019.

[473] Superuse, 2020. https://www.superusestudios.com/

[474] Anment. https://spidersweb.pl/2021/12/zuzyte-turbiny-wiatrowe-recykling-problem.html



Rys. 4.3. Prototyp kładki pieszej[475]



Rys. 4.4. Projekt przystanku[476]

[475] Anment. https://spidersweb.pl/2021/12/zuzyte-turbiny-wiatrowe-recykling-problem.html
[476] *Ibidem*



Rys. 4.5. Meble zewnętrzne ze śmigieł turbin wiatrowych[477]

Ze śmigieł pochodzących z recyklingu GP Renewables Group[478] *może wykonać wszelkiego typu, unikalne meble przystosowane do przestrzeni miejskiej, hotelowej czy prywatnej, jednocześnie odporne na zmienne warunki pogodowe. Są to masywne, choć prezentujące się bardzo lekko i nowocześnie konstrukcje, które trudno zniszczyć czy przestawić*. Projektanci tej firmy również posiadają rozwiązania dla kładek pieszo-rowerowych, a w planach także mostów dla ruchu samochodowego, z wykorzystaniem łopat wiatrowych.

Firma Thornmann Recycling Sp. z o.o., jako pierwsza w kraju, rozpoczęła recykling włókien szklanych i węglowych, oferując recyklaty kompozytowe do wielu ponownych zastosowań[479]

Kilka przykładów już zrealizowanych koncepcji z wykorzystaniem łopat wiatrowych prezentują poniższe fotografie:



Rys. 4.6. Wiata rowerowa w Aalborg, Dania[480]

[477] Wings for Living. https://wings-for-living.com/
[478] GP Renewables Group. https://gp-renewables.energy/blades-recycling-2/
[479] Thornmann Recycling Sp. z o.o. https://thornmann.com.pl/#undefined
[480] Accelerating Wind Turbine Blade Circularity, May 2020. WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-circularity.pdf



Rys. 4.7. Łopaty wiatrowe jako słupy energetyczne[481]



Rys. 4.8. Plac zabaw[482]

Reasumując, rzec można, że szeroko pojęty sektor energetyki wiatrowej, we współpracy z instytucjami naukowo -badawczymi oraz innymi partnerami zewnętrznymi, podjął zadanie zagospodarowania nawet tak opornych na przetwarzanie materiałów jakimi są kompozyty, budujące wycofywane z eksploatacji łopaty wirników elektrowni wiatrowych. Uzyskane dotychczas w tym zakresie doświadczenia wskazują na prawidłową tendencję rozwoju

[481] Superuse, 2020. https://www.superusestudios.com/
[482] *Ibidem.*

metod zagospodarowania takich łopat, polegająca na odchodzeniu od ich składowania lub spalania a akceptowaniu, w coraz większym stopniu, procesów fizyko-chemicznych, zmierzających ku odzyskowi komponentów celem ich ponownego użycia. Już obecnie śmiało wchodzi do gospodarki i znajduje poparcie w przestrzeni kulturowo- społecznej ponowne wykorzystanie sekcji łopat wirników elektrowni wiatrowych w inżynierii lądowej i budownictwie. Takie podejście ma najmniejszy wpływ na środowisko spośród wszystkich wyżej opisanych metod recyklingu.

Procesy te, w połączeniu ze wstępnym przygotowaniem substratów, zgodne są z hierarchią zagospodarowania odpadów oraz spełniają zasady gospodarki w obiegu zamkniętym, a także dobrze wróżą na przyszłość.

5 Podsumowanie i wnioski

Obecnie zarówno Polska, jak Europa i świat stanęły przed olbrzymim wyzwaniem, jakim jest nieuchronna transformacja energetyczna. Z jednej strony mierzymy się z zadaniem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i szalejącymi cenami energii, z drugiej strony stan degradacji środowiska i zmiany klimatyczne wymagają pilnych zmian i decyzji. Dla toczącej się obecnie dyskusji na temat transformacji energetycznej, w tym udziału energetyki wiatrowej w polskim miksie energetycznym oraz o jej wpływie na zdrowie człowieka i stan środowiska naturalnego, szczególnie ważne są poniższe konkluzje:

- Dotychczasowy rozwój energetyki, bazującej na źródłach odnawialnych oraz perspektywy jej dalszego rozwoju wskazują na to, że odpowiednie tempo i forma transformacji energetycznej nie są możliwe bez znaczącego udziału OZE, a zwłaszcza energetyki wiatrowej na lądzie.
- Kluczowa dla polskiej energetyki wiatrowej na lądzie ustawa „o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych”[483] funkcjonuje łącznie z innymi aktami prawnymi oraz polityką energetyczną i ekologiczną państwa. Elementem kluczowym ustawy, bez którego nie będzie dalszego rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie jest zmniejszenie wymaganej minimalnej odległości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych.
- W wielu państwach odległości minimalne pomiędzy elektrowniami wiatrowymi a siedzibami ludzkimi, jakie brane są pod uwagę, mają wyłącznie charakter rekomendacji i nie zostały wprowadzone przez prawo powszechnie obowiązujące. W wielu przypadkach uprawnienie do podejmowania decyzji w kwestii lokalizacji farm wiatrowych leży w gestii władz samorządowych i lokalnych społeczności. Ponadto wskazuje się, iż obowiązujące wytyczne nie mają sztywnego charakteru i powinny być stosowane w sposób elastyczny, badając każdy przypadek indywidulanie.
- Zdaniem Światowej Organizacji Zdrowia (WHO) energia wiatrowa powiązana jest z mniejszą ilością negatywnych oddziaływań na zdrowie niż inne formy tradycyjnego wytwarzania energii, a wręcz będzie miała pozytywne skutki dla zdrowia poprzez zmniejszenie emisji zanieczyszczeń.
- Wyniki przeprowadzanych przez ekspertów pomiarów terenowych hałasu wokół farm wiatrowych, wskazują, że odległością minimalną w Polsce, pełniącą rolę światła ostrzegawczego, może być 500 metrów. Jednak ostateczna odległość, powinna być zawsze określona metodami obliczeniowymi i weryfikowana pomiarami terenowymi.
- W wielu publikacjach, wyrażana jest bezpośrednio i pośrednio konieczność prowadzenia konsultacji społecznych od najwcześniejszych etapów inwestycji, obejmujących szerokie akcje informacyjne na temat wpływu energetyki wiatrowej na zdrowie człowieka – redukuje to lękowe nastawienie członków społeczności lokalnych.
- Turbiny wiatrowe należy traktować jak każde inne przemysłowe źródło hałasu. Zasięg ich oddziaływania akustycznego nie odbiega od oddziaływania powszechnie występujących antropogenicznych źródeł hałasu. Przy ocenie tego hałasu istotną kwestią nie jest jego percypowanie, ale jego poziom i charakter.

[483] Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. 2016, poz. 961

- W kwestii dźwięków emitowanych przez turbiny wiatrowe, zdecydowana większość naukowców jest zgodnych co do tego, że nie ma jednoznacznych dowodów na to, by hałas, w tym infradźwięki, których źródłem są elektrownie wiatrowe, wywierał negatywny wpływ na zdrowie lub samopoczucie człowieka.
- Dźwięk wytwarzany podczas pracy turbiny jest różnie odbierany przez ludzi, w zależności od ich wrażliwości oraz nastawienia do obecności tej instalacji. Dominującym czynnikiem, kreującym postawy społeczne w stosunku do energetyki wiatrowej jest słyszalna część spektrum akustycznego, pochodzącego od pracy turbin.
- Przeważająca większość badań wskazuje na znaczący spadek dokuczliwości oddziaływania akustycznego wraz ze zwiększaniem odległości od turbiny. Wyniki tych badań wskazują także na brak wpływu hałasu słyszalnego na zmiany kliniczne badanych osób oraz na inne potencjalne zmienne, które mogą mieć wpływ na taki stan rzeczy, lecz nie są bezpośrednio związane z tym hałasem.
- Zaobserwowane poziomy hałasu infradźwiękowego od turbin wiatrowych są niższe lub porównywalne z hałasem towarzyszącym typowym naturalnym źródłom infradźwięków (np. wiatr, fale, pioruny, ulewny deszcz), występujących powszechnie w przyrodzie oraz hałasem infradźwiekowym towarzyszącym człowiekowi w codziennych czynnościach bytowych (np. pojazdy, głośniki, silniki, urządzenia AGD, samoloty).
- Aby można było mówić o uciążliwości, częstotliwość migotania cienia powinna wynosić powyżej 2,5 Hz, co przy trzyłopatowej turbinie wiązałoby się z liczbą 50 obrotów na minutę. Współcześnie stosowane turbiny wiatrowe obracają się z liczbą od 3 do 20 obrotów na minutę, co daje częstotliwości migotania w obszarze cienia od 0,15 Hz do 1 Hz. Istotne efekty zdrowotne, które mogą wystąpić w związku z migotaniem, stwierdza się dopiero od częstotliwości 3 Hz, której współczesne turbiny nie emitują.
- Dla minimalizacji efektów refleksów świetlnych, zaleca się stosowanie turbin wiatrowych malowanych specjalnymi farbami oraz wykonanych z materiałów ograniczających odbijanie promieni świetlnych.
- Nie ma również zagrożenia dla zdrowia ludzkiego ze strony turbin wiatrowych, w przypadku oddziaływań elektromagnetycznych i wibracyjnych, przy zachowaniu kardynalnych środków ostrożności. Obecnie stosowana metodyka określania stopnia maksymalnego natężenia negatywnych oddziaływań elektrowni wiatrowych na zdrowie człowieka oraz dopuszczalne normy w zakresie pól elektromagnetycznych i wibracji, zapewniają odpowiedni poziom bezpieczeństwa.
- Coraz częstsze są w branży energetyki wiatrowej badawczo-wdrożeniowe i komercyjne przedsięwzięcia, zmierzające ku wykorzystaniu wycofywanych z eksploatacji łopat wirników oraz budujących je komponentów. zgodnie z zasadami gospodarki cyklu zamkniętego.
- Istnieje potrzeba wprowadzenia modyfikacji w aktach prawnych i wytycznych regulujących funkcjonowanie branży energetyki wiatrowej oraz różnych jej oddziaływań na środowisko naturalne, w tym na zdrowie i samopoczucie człowieka.

Literatura

- *Accelerating Wind Turbine Blade Circularity*, May 2020. WindEurope-Accelerating-wind-turbine-blade-circularity.pdf
- Ackermann T., *Wind power in power systems*, John Wiley and Sons, Chichester, 2009.
- Acoustica AS, *The noise measurements*, Report P4.010.97, Vestas report 943111.R4, Denmark, 1997.
- Aircraft Impact, *International Council ror Research and Innovation in Building and Construction*, raport COIB 14421/2017, 2017.
- Alshannaq A., Scott D., Bank L., Bermek M., Gentry R., *Structural Re-Use of De-Commissioned Wind Turbine Blades in Civil Engineering Applications*, Proceedings of the 34th ASC Technical Conference, Atlanta, GA, 2019.
- Alves-Pereira M., Branco N.C., *Industrial Wind Turbines, Infrasound and Vibro-Acoustic Disease (VAD)*, Press Release 31, 2007.
- Anment. https://spidersweb.pl/2021/12/zuzyte-turbiny-wiatrowe-recykling-problem.html
- Aris A., Yiannis K., Charilaos, T., et al. *Extremely Low Frequency Electromagnetic Field Exposure Measurement In The Vicinity Of Wind Turbines*, Radiat Prot Dosimetry 189(3), 395–400, 2020.
- *The Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Field Implications for Wind Farming in Australia*, Australian Wind Energy Association, 2004.
- Badora K., *Lokalizacja farm wiatrowych w południowej części województwa opolskiego, a uwarunkowania przyrodniczo-krajobrazowe*, Inżynieria Ekologiczna 23, 97–107, 2010.
- Badora K., *Społeczna percepcja energetyki wiatrowej na przykładzie farmy wiatrowej Kuniów* 2017, Proceedings of ECOpole 11.
- Badora K., *Zalecenia w zakresie uwzględnienia wpływu farm wiatrowych na krajobraz w procedurach ocen oddziaływania na środowisko*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2017.
- Bakoń T., *Zapobieganie i usuwanie oblodzenia w elektrowniach wiatrowych*, elektro.info 9, 2013. https://www.elektro.info.pl
- Bank L.C., Arias F.R., Gentry T.R., Al-Haddad T., Tasistro-Hart B., Chen J.F., *Structural analysis of FRP parts from waste wind turbine blades for building reuse applications*, Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications, 1520–1524, 2019.
- Baranowski A., Borowski S., Lubocka- Hoffmann M., Marć-Pieńkowska J., Mikołajczak J., Pojmański G., Rosiak I., *Farmy wiatrowe zagrożenia dla człowieka*

i środowiska na przykładzie Elbląga i Żuław Wiślanych, Wydawnictwo Uczelniane Uniwersytetu Techniczno-Przyrodniczego, Bydgoszcz, 2014.

- Barclay C., *Wind Farms – Distance from housing*, Library of House of Commons SN/SC/5221, 2012.
- Baring-Gould I., et al., *IEA wind recommended practice 13: wind energy in cold climates*, IEA Task-19, 2012.
- Basner M., Muller U., Elmenhorstm E., *Single and combined effects of air, road, and rail traffic noise on sleep and recuperation*, Sleep 34, 11–23, 2011.
- Bennet L., Hailey J., Lomoro P., Fitzgerald A., Fuller J., Lightfoot J., Velenturf A., Trifonova K., *Sustainable decommissioning: wind turbine blade recycling*, Report from phase 1 of the energy transition alliance blade recycling project, March 2021.
- Betakova V., Vojar J., Sklenicka P., *Wind turbines location: How many and how far?*, Applied Energy 151, 23–31, 2015.
- Bilski B., *Factors Influencing Social Perception of Investments in the Wind Power Industry with an Analysis of Influence of the Most Significant Environmental Factor – Exposure to Noise*, Pol. J. Environ. Stud. 21(2), 289–295, 2012.
- Biswas S., *Modelling of Ice Throw and Noise from Wind Turbines*, Earth & Space Science, 2021.
- Bolwig S., Bolkesjø T.F., Klitkou A., Lund P.D., Bergaentzlé C., Borch K., Olsen O.J., Kirkerud J.G., Chen Y.K., Gunkel P.A., Skytte K., *Climate-friendly but socially rejected energy-transition pathways: The integration of techno-economic and socio-technical approaches in the Nordic-Baltic region*, Energy Research & Social Science 67, 2020.
- Bonsma I., Gara N., Howe B., McCabe N., *An investigation into short-term fluctuations in amplitude modulation of wind turbine noise: Preliminary results*, In Proceedings of the 7th International Conference on Wind Turbine Noise, Rotterdam, The Netherlands, 2–5 May 2017.
- Boulanghien M., Da Silva S., Berthet F., Bernhart G., Soudais Y., *Using steam thermolysis to recycle carbon fibres from composite waste*, JEC Compos. Mag. 100, 68–70, 2015.
- Bresden R.E., Drapalik M., But B., *Understanding and acknowledging the ice throw hazard – consequences for regulatory frameworks, risk perception and risk communication*, Journal of Physics: Conference Series 926, 012001, 2017.
- British Epilepsy Society, *Wind turbines and photosensitive epilepsy* 2020. https://epilepsysociety.org.uk
- Bullmore A., Adcock J., Jiggins M., Cand M., *Wind Farm Noise Predictions and Comparison with Measurements*, Third International Meeting on Wind Turbine Noise, Aalborg, Denmark, 2009.

- Carlsson V., Measuring routines of ice accretion for wind turbine applications. The correlation between production losses and detection of ice, WINTERWIND 2011, https://windren.se/WW2011/32_Skekraft_Carlsson_icing_production.pdf
- Cattin R., Kunz S., Heimo A., Russi G., Russi M., Tiefgraber M., *Wind turbine ice throw studies in the swiss alps*, Eur Wind Energy Conf Exhib 2007, 3, 1588–92, 2014.
- CETEC._https://www.vestas.com/en/media/company-news/2021/new-coalition-of-industry-and-academia-to-commercialise-c3347473#!NewsView
- Chapman S., St. George A., *How the factoid of wind turbines causing "vibroacoustic disease" came to be "irrefutably demonstrated"*, Australia New Zealand Journal of Public Health 33, 244–249, 2013.
- Chojnacka I., Nowicki M., *Omówienie do wyroku TK z dnia 22 lipca 2020 r., K 4/19, ZNSA*, nr 4, 123–128, 2020.
- Chylarecki P., Kajzer K., Polakowski M., Wysocki D., Tryjanowski P., Wuczyński P. A., *Wytyczne dotyczące ocen oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki. PROJEKT*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2011.
- Circular Wind Hub. https://www.echt.community/the-circular-wind-hub/
- Cohen J.J., Reichl J., Schmidthaler M., *Re-focussing research efforts on the public acceptance of energy infrastructure: A critical review*, Energy 76, 4–9, 2014.
- Colloca L., *Tell me the truth and I will not be harmed: informed consents and nocebo eff ects*, The American Journal of Bioethics 17(6), 46–48, 2017.
- Council of Canadian Academies, *Understanding the Evidence: Wind Turbine Noise. Ottawa (ON): The Expert Panel on Wind Turbine Noise and Human Health*, Council of Canadian Academies, 2015.
- Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., *Wiatr w żagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*, Instrat Policy Note 01, 2021.
- Davy J. L., Burgermeister K., Hillman D., *Wind turbine sound limits: Current status and recommendations based on mitigating noise annoyance,* Applied Acoustics 140, 288–295, 2018.
- Davy J.L., Burgemeister K., Hillman D., Carlile S., *A Review of the Potential Impacts of Wind Turbine Noise in the Australian Context*, Acoustics Australia 48, 181–197, 2020.
- DecomBlades, https://decomblades.dk/
- DecomTools. https://northsearegion.eu/decomtools/
- Decyzja Komisji Europejskiej nr SA.64713, C 511/1.
- DELTA, *Nordic Environmental Noise Prediction Methods*, Nord2000,Summary Report, Lyngby, Denmark, 2002.
- Dreamwind. https://www.dreamwind.dk/en/

- Dyrektywa 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady, z dnia 25 czerwca 2002 r. odnosząca się do oceny i zarządzania poziomem hałasu w środowisku.
- Dyrektywa Komisji (UE) 2015/996 z dnia 19 maja 2015 r. ustanawiająca wspólne metody oceny hałasu zgodnie z dyrektywą 2002/49/WE Parlamentu Europejskiego i Rady.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego 2014/30/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie harmonizacji ustawodawstw państw członkowskich odnoszących się do kompatybilności elektromagnetycznej.
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/147/WE z dnia 30 listopada 2009 r. w sprawie ochrony dzikiego ptactwa (Dz. U. UE. L. z 2010 r. Nr 20, str. 7, ze zm.).
- Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych zmieniającą i w następstwie uchylającą dyrektywę 2001/77/WE oraz 2003/30/WE (Dz. Urz. UE L 140 z 05.06.2009, str. 16, ze zm.).
- Dyrektywa Rady 92/43/EWG z dnia 21 maja 1992 r. w sprawie ochrony siedlisk przyrodniczych oraz dzikiej fauny i flory (Dz. U. UE. L. z 1992 r. Nr 206, str. 7, ze zm.).
- Ecobulk. https://www.ecobulk.eu/
- Ecotière D., Gauvreau B., Cotté B., Roger M., Schmich-Yamane I., Nessi M.C., *PIBE : A new French project for predicting the impact of wind turbine noise,* In Proceedings of the 8th International Conference on Wind Turbine Noise, Lisbon, Portugal, 2019.
- *Elektrownie wiatrowe – fakty i mity.* https://archiwum.myslowice.net/assets/files/entries/Elektrowniewiatrowefaktyimity.pdf
- Ellis G., Ferraro G., *The social acceptance of wind energy. Where we stand and the path ahead,* JRC Science for policy report, European Commission, Brussels, 2016.
- *Energetyka wiatrowa. Kodeks dobrych praktyk.* http://psew.pl/wp-content/uploads/2019/10/KDP-z-rekomendacjami-pa%C5%BAdziernik-2019.pdf
- Environment Protection and Heritage Council (EPHC), *National Wind Farm Development Guidelines – Draft*, 2010.
- ETIP Wind, *How Wind is Going Circular*, 2019. ETIPWind-How-wind-is-going-circular-blade-recycling.pdf
- European Comission, *Guidance document: Wind energy development and Natura 2000*, EU Guidance on wind energy development in accordance with the EU nature legislation, 2011.
- Evans T., Cooper J., *Comparison of predicted and measured wind farm noise levels and implications for assessments of new wind farms,* Acoustics Australia 40(1), 28–36, 2012.

- Evans T., Cooper J., *Influence of wind direction on noise emission and propagation from wind turbines,* Proceedings of Acoustics, 2012.
- FiberEUse. http://www.fibereuse.eu/
- Flaga Ł., Flaga A., Szeląg A., *O planowaniu przestrzennym i uwarunkowaniach środowiskowych siłowni i farm wiatrowych dużej mocy*, Inżyn. i Bud. 12, 40, 2018.
- Fortin P., Rideout K., Copes R., Bos C., *Wind turbines and health,* National Collaborating Centre for Environmental Health at the British Columbia Centre for Disease Control, 2013.
- Fredianelli L., Carpita S., Licitra G., *A procedure for deriving wind turbine noise limits by taking into account annoyance*, Science of the Total Environment 648, 728–736, 2019.
- Freiberg A., Schefter C., Hegewald J., Seidler A., *The influence of wind turbine visibility on the health of local residents: a systematic review,* International Archives of Occupational and Environmental Health 92(5), 609–628, *2019.*
- Gaj P., Błaszczak J.R., *Pomiary drgań przy użyciu niestacjonarnego systemu monitoringu turbin wiatrowych*, Cieplne Maszyny Przepływowe 143, 23–32, 2013.
- Gamboa G., Munda G., *The problem of windfarm location: A social multi–criteria evaluation framework*, Energy Policy 35, 1564–1583, 2007.
- GEO Renewables S.A., Korytnica Wind Farm Non – Technical Summary 2014.
- Giuffrida L.G., Penna M., De Luca E., Nardi C., Colosimo A., Krug M., *Screening of technical and non-technical regulations, guidelines and recommendations*, Policy Lessons and Guiding Principles and Criteria for Fair and Acceptable Wind Energy, WinWind, 2019.
- Global Wind Report 2021. GWEC-Global-Wind-Report-2021.pdf
- Golec M., Golec Z., Cempel C., *Hałas Turbiny Wiatrowej VESTAS V80 podczas eksploatacji*, Diagnostyka 1 (37), 2006.
- Gortsas T., Triantafyllidis T., Kudella P., Zieger T., Ritter J., *Low-frequency micro-seismic radiation by wind turbines and it's interaction with acoustic noise emission*, In Proceedings of the 7th International Conference onWind Turbine Noise, Rotterdam, Netherlands, 2017.
- Gouvernement Walon, *Arrêté du Gouvernement wallon portant conditions sectorielles relatives aux parcs d'éoliennes d'une puissance totale supérieure ou égale à 0,5 MW*, 2014.
- GP Renewables Group. https://gp-renewables.energy/blades-recycling-2/
- Gryz K., Karpowicz J., Ekspozycja na pole elektromagnetyczne w elektrowniach wiatrowych, Bezpieczeństwo Pracy 7, 10–13, 2016.

- Gschiel E., *Umweltmedizinische Begutachtung am Beispiel Windkraft Amt der Burgenland Landersregierung*, 2014.
- Guarnaccia C., Mastorakis N.E., Quartieri J., *Wind turbine noise: theoretical and experimental study*, International Journal of Mechanics 5(3), 129–137, 2011.
- Haac R., Darlow R., Kaliski K., Rand J., Hoen B., *In the shadow of wind energy: Predicting community exposure and annoyance to wind turbine shadow flicker in the United States*, Energy Research & Social Science 87, 102471, 2022.
- Hajto M., Cichocki Z., Bidłasik M., Borzyszkowski J., Kusmierz A., *Constraints on Development of Wind Energy in Poland due to Environmental Objectives. Is There Space in Poland for Wind Farm Siting?*, Environmental Management 59, 204–217, 2017.
- Hansen C. H., Doolan C. J., Hansen K. I., *Wind Farm Noise: Measurement, Assessment and Control*, John Wiley & Sons Ltd., First Edition, 2017.
- Hansen K.L., Nguyen P., Zajamšek B., Catcheside P., Hansen C.H., *Prevalence of wind farm amplitude modulation at long-range residential locations*, Journal of Sound and Vibration, 455, 136–149, 2019.
- Haugen K. B. M., *International Review of Policies and Recommendations for Wind Turbine Setbacks from Residences*, Minnesota Department of Commerce: Energy Facility, 2011.
- Helbin J., *Środowiskowe czynniki fizyczne wpływające na organizm człowieka,* Wybrane problemy higieny i ekologii człowieka, Wydawnictwo UJ. Kraków, 2008.
- HiPerDiF._https://www.researchgate.net/project/HiPerDiF-High-Performance-Discontinuous-Fibre
- Hojan E., *Protetyka słuchu*, Wydawnictwo Naukowe UAM, 2014.
- https://www.windturbinenoise.eu/
- Hua L., Zhu X., Hua C., Chen J., Du Z., *Wind turbines ice distribution and load response under icing conditions,* Renew Energy 113, 608–19, 2017.
- Huebner G., Pohl J., Hoen B., Firestone J., Rand J., Elliott D., Haac R., *Monitoring annoyance and stress effects of wind turbines on nearby residents: a comparison of U.S. and European samples*, Environment International 132(105090), 1–9, 2019.
- Ibrahim G.M., Pope K., Muzychka Y.S., *Effects of blade design on ice accretion for horizontal axis wind turbines*, Journal of Wind Engineering & Industrial Aerodynamics 173, 39–52, 2018.
- IEA (2021a), *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*, International Energy Agency, Paris, 2021.
- IEA Wind Task 45. https://iea-wind.org/task45/
- IEC 61400-11 Ed.3.0., *Wind Turbines—Part 11: Acoustic Noise Measurement Techniques*, International Electrotechnical Commission, Geneva, Switzerland, 2012.

- India Centre for Science and Environment, *EIA Guidelines Wind Power Sector*, 2013.
- Ingielewicz R., Zagubień A., *Infrasound noise of natural sources in environment and infrasound noise of wind turbines*, Pol. J. Environ. Stud. 23, 1323–1327, 2014.
- Ingielewicz R., Zagubień A., *Pomiar hałasu infradźwiękowego wokół farmy wiatrowej*, Wydawnictwo PAK 59(7), 725–727, 2013.
- Ingielewicz R., Zagubień A., *Tłumienie gruntu w analizach akustycznych farm wiatrowych*, Wydawnictwo PAK 60(2), 118–121, 2014.
- Instrukcja Ruchu i Eksploatacji sieci Dystrybucyjnej, PGE Dystrybucja – Operator Sieci, aktualizacja na 27.08.2020 r.
- Instytut OZE Sp. z o.o., *Delimitacja obszarów potencjalnej lokalizacji dużej energetyki wiatrowej na terenie województwa warmińsko-mazurskiego*, s.134, 2013.
- IPCC (2022a), *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability Summary for Policy Makers*, Intergovernmental Panel on Climate Change, 2022.
- IPCC (2022b), *Climate Change 2022: Impacts, Adaptation and Vulnerability-Technical summary*, Intergovernmental Panel on Climate Change, Bonn, 2022.
- IRENA (2019), Future of wind: Deployment, investment, technology, grid integration and socio-economic aspects, A Global Energy Transformation paper, 2019.
- IRENA (2019a), Global energy transformation: A roadmap to 2050 (2019 edition), International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2019.
- IRENA (2020i), Innovation outlook: Thermal energy storage, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2020.
- IRENA (2021a), World Energy Transitions Outlook: 1.5°C Pathway, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, 2021.
- IRENA_World_Energy_Transitions_Outlook_2022.pdf
- ISO-2631:1997, Mechanical vibration and shock – Evaluation of human exposure to whole-body vibration.
- Jacobsen J., *Danish guidelines on environmental low frequency noise, infrasound and vibration*, Journal of Low Freq. Noise. Vibration and Active Control 20(3), 141–148, 2001.
- Jagoda J., *Sądowa ochrona samodzielności jednostek samorządu terytorialnego*, Wolters Kluwer Polska, 2011.
- Japanese Gevernment Ministry of the Environment, Summary Report of Working Group Regarding Basic Concept on Environmental Impact Assessment Related to Wind Power Generation Facilities, 2010.

- Kao C. C., Ghita O., Evans K. E., Oliveux G., *Mechanical characterisation of glass fibres recycled from thermosetting composites using water-based solvolysis process*, ICCM Int. Conf. Compos. Mater. 18, 1–5, 2011.
- Kariniotakis G., *Renewable energy forecasting - from models to applications*. Woodhead Publishing Elsevier, United Kingdom, 2017.
- Karpat E., Karpat F., *Electromagnetic compatibility (EMC) in wind turbines*, International Journal of Industrial Electronics and Electrical Engineering 4(6), 2016.
- Keikko T., Isokorpi J., Reivonen S., Ruoho T., Korpinen L., Magnetic field measurements and calculations with 20kV underground power cables. Transaction on Modelling and Simulation 21, 1999.
- Keith M. J., Oliveux G., Leeke G. A., *Optimisation of solvolysis for recycling carbon fibre reinforced composites*, ECCM 2016 – Proceeding 17th Eur. Conf. Compos. Mater. 17, 2016.
- Kepel A., Ciechanowski M., Jaros R., *Wytyczne dotyczące oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na nietoperze PROJEKT*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2013.
- Kirpluk M., *Podstawy akustyki*, NTL-M. Kirpluk, 2017.
- Kistowski M., *Propozycja metodyczna oceny środowiskowych uwarunkowań lokalizacji farm wiatrowych w skali regionalnej*, Przegląd Geograficzny, 84(1), 5–22, 2012.
- Knopper L.D., Ollson C.A., *Health effects and wind turbines: A review of the literature*, Environmental health 10(1), 1–10, 2011.
- Knopper L.D., Olsson C.A., McCallum L.C. et al., *Wind turbines and human health*, Front Public Health 2, 63, 2014.
- Kolendow Ł., *Regionalna analiza przydatności terenów do rozwoju energetyki wiatrowej świetle wybranych uwarunkowań*, Ekonomia i Środowisko 2 (56), 175 – 189, 2016.
- Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Środowiska, *Wytyczne dotyczące inwestycji sektora energetyki wiatrowej i przepisów UE w dziedzinie ochrony przyrody*, Urząd Publikacji, 2021.
- Konstytucja Rzeczpospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz. U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483, ze zm.), Konstytucja RP.
- Koppen E., Gunuru M., Chester A., *International Legislation and Regulations for Wind Turbine Shadow Flicker Impact*, 7th International Conference on Wind Turbine Noise, Holandia, 2017.
- Kowalczyk R., *Raport o oddziaływaniu na środowisko przedsięwzięcia polegającego na budowie zespołu turbin wiatrowych „Malesowizna" wraz z infrastrukturą,* Ecoplan. Opole, 2014.
- Krohn S., Damborg S., *On public attitudes towards wind power*, Renew Energy 16, 954–960, 1999.

- Krug F., Lewke B., *Electromagnetic Interference on Large Wind Turbines*, Energies 2, 1118–1129, 2009.
- Landeta-Manzano B., Arana-Landin G., Calvo P.M., Heras-Saizarbitoria I., *Wind energy and local communities: A manufacturer's efforts to gain acceptance*, Energy Policy 121, 314–324, 2018.
- Lennie M., Pechlivanoglou G., *Development of Ice Throw Model for Wind Turbine Simulation Software QBlade*, AIAA Scitech 2019 Forum, 1–13, 2019.
- Leventhall G., *Infrasound from wind turbines-fact, fiction or deception*, Canadian Acoustics 34(2), 2011.
- Leventhall G., *Low frequency noise. what we know, what we do not know, and what we would like to know*, Journal Of Low Frequency Noise, Vibration And Active Control 28(2), 79–104, 2009.
- Lipka J., *Wytrzymałość maszyn wirnikowych*, WNT, Warszawa, 1967.
- Lis T., Nowacki K., Bendkowska-Senator K., *Kształtowanie optymalnych warunków pracy przy występowaniu hałasu zawodowego i pozazawodowego*, XVIII Konferencja Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji, Zakopane, 2015.
- Lubośny Z., *Elektrownie wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2006.
- Lubośny Z., *Farmy wiatrowe w systemie elektroenergetycznym*, WNT, Warszawa, 2009.
- Maijala P., Turunen A., Kurki I., Vainio L., Pakarinen S., Kaukinen C., Lukander K., Tiittanen P., Yli-Tuomi, T., *Infrasound Does Not Explain Symptoms Related to Wind Turbines*, Finland Prime Minister's Office, Helsinki, 2020.
- Makarewicz R., *Is a wind turbine a point source?*, The Journal of the Acoustical Society of America 129, 579–81, 2011.
- Maleńczuk W., *Przestrzenne aspekty lokalizacji energetyki wiatrowej w województwie lubelskim*, Biuro Planowania Przestrzennego, Lublin, 2009.
- Marcillo O.E., Carmichael J., *The detection of wind-turbine noise in seismic records*, Seismol. Res. Lett. 89, 1826–1837, 2018.
- Massachusetts Department of Environmental Protection, *Wind Turbine Health Impact Study: Report of Independent Expert Panel*, Massachusetts, 2012.
- Mativenga P. T., Shuaib N. A., Howarth J., Pestalozzi F., Woidasky J., *High voltage fragmentation and mechanical recycling of glass fibre thermoset composite*, CIRP Ann. – Manuf. Technol. 65(1), 45–48, 2016.
- Matuszczak K., Flizikowski J., *Zagadnienia ogólne dotyczące obciążenia środowiska w cyklu życia elektrowni wiatrowej*, Postępy w Inżynierii Mechanicznej 6(3), 35–42, 2015.

- McCallum L.C., Whitfield Aslund M.L., Knopper L.D., Ferguson G.M., Ollson C.A. *Measuring electromagnetic fields (EMF) around wind turbines in Canada: is there a human health concern?*, Environ Health 13(1), 2014.
- Michaud D.S., Feder K., Keith S.E., Voicescu S.A., Marro L., Than J., Guay M., Denning A., Bower T., Villeneuve P.J., Russell E., *Self-reported and measured stress related responses associated with exposure to wind turbine noise*, The Journal of the Acoustical Society of America 139(3), 1467–1479, 2016.
- Ministry of the Environment, *Noise Guidelines for Wind Farms*, Interpretation for Applying MOE NPC Publications to Wind Power Generation Facilities, Ontario, October 2008.
- *Moc zainstalowana (MW)* https://www.ure.gov.pl/pl/oze/potencjal-krajowy-oze/5753,Moc-zainstalowana-MW.html
- Mohamed M.H., *Aero-acoustics noise evaluation of H-rotor Darrieus wind turbines*, Energy 65, 596–604, 2014.
- Molnarova K., Sklenicka P., Stiborek J., Svobodova K., Salek M., Brabec E., *Visual preferences for wind turbines: Location, numbers and respondent characteristics*, Applied Energy 92, 269–278, 2012.
- *Moonshot Circular Wind Farms*. https://www.echt.community/moonshot/
- MOSS Computer Grafik Systeme GmbH, *WindPASS shadow*. https://www.esri.com/partners/moss-computer-grafik-a2T70000000TNZLEA4/windpass-shadow-a2d70000001AVh5AAG
- Mroczek B., *Akceptacja dorosłych Polaków dla energetyki wiatrowej i innych odnawialnych źródeł energii*, streszczenie raportu z badań, Pomorski Uniwersytet Medyczny, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Szczecin, 2011.
- Narodowe Centrum Badan i Rozwoju, *Fakty i mity o elektrowniach wiatrowych* 2021, https://www.gov.pl/web/ncbr/fakty-i-mity-o-elektrowniach-wiatrowych.
- National Assosiation of Regulatory Utility Commissioners (NARUC) Grants & Research Department, Wind Energy & Wind Park Siting and Zoning Best Practices and Guidance fos States, 2012.
- Natural Forces Wind Inc., Gaetz Brook Wind Farm Shadow Flicker Assessment Report 2013.
- Nawrotek M., *Efekt migotania cienia*, GLOBEnergia: Odnawialne Źródła Energii (2), 2012.
- Network Code, Requirements for Generation, UE 2016/631.
- Nguyen D.P., Hansen K., Zajamsek B., *Human perception of wind farm vibration*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 39(1), 17–27, 2020.
- Nie X.F., Fu B., Teng J.G., Bank L.C.,Tian Y., *Shear behavior of reinforced concrete beams with GFRP needles as coarse aggregate partial replacement: Full–scale*

experiments, Advances in Engineering Materials, Structures and Systems: Innovations, Mechanics and Applications, 1548–1553, 2019.

- Niecikowski K., Kistowski M., *Uwarunkowania i perspektywy rozwoju energetyki wiatrowej na przykładzie strefy pobrzeży i wód przybrzeżnych województwa pomorskiego*, Fundacja Rozwoju Uniwersytetu Gdańskiego, Gdańsk, 2008.
- Norma N SEP-E 004 Elektroenergetyczne i sygnalizacyjne linie kablowe, Projektowanie i budowa.
- Oerlemans S., *An Explanation for Enhanced Amplitude Modulation of Wind Turbine Noise*, Report to Renewable UK; Technical Report; National Aerospace Laboratory, NLR: Amsterdam, Netherlands, 2011.
- Oliveux G., Dandy L. O., Leeke G. A., *Current status of recycling of fibre reinforced polymers: Review of technologies, reuse and resulting properties*, Progress in Materials Science 72, Elsevier Ltd, 61–99, 2015.
- Olszowiec P., *Energetyka wiatrowa – bilans 2020 r.*, Wiadomości Elektrotechniczne 7, 2021.
- Onakpoya I.J., O'Sullivan J., Thompson M.J., Heneghan C.J., *The effect of wind turbine noise on sleep and quality of life: A systematic review and meta-analysis of observational studies*, Environment international 82, 1–9, 2015.
- Ove Arup and Partners, *Planning for Renewable Energy. A Companion Guide to PPS22*, Stationery Office, 2004.
- Palmer W.K.G., *Wind Turbine Public Safety Risk, Direct and Indirect Health Impacts*, Journal of Energy Conservation 1(1), 41–78, 2018.
- Pawlaczyk-Łuszczyńska M., Zaborowski K., Dudarewicz A., Zamojska-Daniszewska, M., Waszkowska M. *Response to Noise Emitted by Wind Farms in People Living in Nearby Areas*, Int J Environ Res Public Health, 15(8), 1575, 2018.
- Pawlas K., Pawlas N., Boroń M., *Życie w pobliżu turbin wiatrowych, ich wpływ na zdrowie – przegląd piśmiennictwa,* Med Srod.15(4), 150–158., 2012.
- Pedersen E., Halmstad H., *Noise annoyance from wind turbines: A review – Report 5308,* Swedish Environmental Protection Agency, 2006.
- Pedersen E., Larsman P., *The impact of visual factors on noise annoyance among people living in the vicinity of wind turbines*, Journal of Environmental Psychology 28, 379–389, 2009.
- Pedersen E., Persson Waye K., *Perception and annoyance due to wind turbine noise - a dose - response relationship*, Journal of the Acoustical Society of America 116, 3460–3470, 2004.
- Pedersen E., Persson Waye K., *Wind turbine noise, annoyance and self-reported health and well-being in different living environments*, Journal of Occupational and Environmental Medicine 64, 480–486, 2007.

- Pedersen E., Persson Waye K., *Wind turbines - low level noise sources interfering with restoration?*, Environmental Research Letters 3, 1–5, 2008.
- Pedersen E., van den Berg F., Bakker R., Bouma J., *Response to noise from modern wind farms in The Netherlands*, Journal of the Acoustical Society of America 126, 634–644, 2009.
- Performance Specification, Vestas V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz, Performance Specification V150-4.0/4.2 MW 50/60 Hz, 0067-7067 V10, 2019.
- Peri E., Becker N., Tal A., *What really undermines public acceptance of wind turbines? A choice experiment analysis in Israel*, Land Use Policy 99, 105113, 2020.
- Piasecka I., *Badanie i ocena cyklu życia zespołów elektrowni wiatrowych* Rozprawa Doktorska, Politechnika Poznańska, 2014.
- Pickering S. J., *Recycling technologies for thermoset composite materials-current status*, Compos. Part A Appl. Sci. Manuf. 37 (8), 1206–1215, 2006.
- Pierpont N., *Wind Turbine Syndrome: A Report on a Natural Experiment*, Santa Fe, 294, 2009.
- Pimenta S., Pinho S. T., *The effect of recycling on the mechanical response of carbon fibres and their composites*, Compos. Struct. 94(12), 3669–3684, 2012.
- PN-B-02170:2016–12 *Ocena szkodliwości drgań przekazywanych przez podłoże na budynki*, PKN, Warszawa, 2016.
- PN-B-02171:2017, *Ocena wpływu drgań na ludzi w budynkach,* PKN, Warszawa, 2017.
- PN-ISO 7196:2002., *Akustyka – Charakterystyka częstotliwościowa filtru do pomiarów infradźwięków*, PKN, Warszawa 2002.
- PN-ISO 9613-2:2002, *Akustyka. Tłumienie dźwięku podczas propagacji w przestrzeni otwartej. Ogólna metoda obliczania*. PKN Warszawa 2002.
- PN-Z 01338:2010, *Akustyka – Pomiar i ocena hałasu infradźwiękowego na stanowiskach pracy*, PKN, Warszawa 2010.
- Pohl J., Rudolph D., Lyhne I., Clausen N.E., Aaen S.B., Hübner G., Kørnøvd L., Kirkegaard J.K., *Annoyance of residents induced by wind turbine obstruction lights: A cross-country comparison of impact factors*, Energy Policy, 156, 112437, 2021.
- Pojmański G., *Opinia dotycząca zagrożeń związanych z eksploatacją i awariami turbin wiatrowych*, Uniwersytet Warszawski, http://www.sndb.pl/wiatraki/files/opinia-bezpieczenstwo-a-wiatraki-g-pojmanski.pdf
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Stan energetyki wiatrowej w Polsce w 2016 r.*, 2017.
- Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Wytyczne w zakresie oceny oddziaływania elektrowni wiatrowych na ptaki*, Szczecin, 2008.

- Poulsen A.H., Raaschou-Nielsen O., Peña A., Hahmann A.N., Nordsborg R.B., Ketzel M., Brandt J., Sørensen M., *Short-term nighttime wind turbine noise and cardiovascular events: a nationwide case-crossover study from Denmark*, Environment international 114, 160–166, 2018.
- Probst F., Probst W., Huber B., *Large-Scale Calculation of Possible Locations for Specific Wind Turbines under Consideration of Noise Limits*, Proc. InterNoise, The 42nd International Congress and Exposition on Noise Control Engineering, 2013.
- PSEW, DWF, Baker Tilly TPA, TPA Poland, Polska Energetyka Wiatrowa 4.0, 2022.
- Radun J., Maula H., Saarinen P., Keränen J., Alakoivu R., Hongisto V., *Health effects of wind turbine noise and road traffic noise on people living near wind turbines*, Renewable and Sustainable Energy Reviews 157, 2022.
- Rakoczy B., *Ustawa o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko. Komentarz*, Warszawa art. 82, 2010.
- Raman G., Ramachandran C. R., Aldeman R.M. *A review of wind turbine noise measurements and regulations,* Wind Engineering, 40(4), 319–342, 2016.
- Rand J., Hoen B., *Thirty years of North American wind energy acceptance research: What have we learned?*, *Energy research & social science* 29, 135–148, 2017.
- Rausand M., Risk Assessment. Theory, Methods and Application, Wiley, 2011.
- Recy-composite. http://www.recycomposite-interreg.eu/index.php/en/
- Renström J., Modelling of Ice Throws from Wind Turbines, Degree Project at the Department of Earth Sciences 308, 2015.
- ReRoBalsa..https://www.wki.fraunhofer.de/en/researchprojects/2017/ReRoBalsa_rotor-blades-recycling-balsa-wood-plastic-foam-for-insulation-materials.html
- Rewind. https://pl.search.yahoo.com/search?fr=mcafee_uninternational&type=E211PL105G0&p=The+Re-Wind+Network
- Robinson C.M.E., Paramasivan E.S., Taylor E.A., Morrison, A.J.T., Sanderso E.D., Study and development of a methodology for the estimation of the risk and harm to persons from wind turbines, Research Report, Health and Safety Executive RR968, 2013.
- Rogers A.L., Manwell J.F., Wright S., *Wind turbine acoustic noise. Renewable Energy Research Laboratory Amherst*, University of Massachusetts, 2006.
- Rozporządzenie Ministra Gospodarki I Pracy z dnia 5 sierpnia 2005 r. w sprawie bezpieczeństwa i higieny pracy przy pracach związanych z narażeniem na hałas lub drgania mechaniczne (Dz. U. z 2005 r. Nr 157, poz. 1318).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).

- Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 7 września 2021 w sprawie wymagań w zakresie prowadzenia pomiarów wielkości emisji (Dz.U. 2021 poz.1710).
- Rozporządzenie Ministra Klimatu z dnia 17 lutego 2020 r. w sprawie sposobów sprawdzania dotrzymania poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 18 lutego 2020 r., poz.258).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska Danii. Bekendtgørelse om støj fra vindmøller, Bekendtgørelse nr 1284 af 15/12/2011.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska Danii. Bekendtgørelse om støj fra vindmøller, Bekendtgørelse nr 135 af 07/02/2019.
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 12 listopada 2007 r. w sprawie zakresu i sposobu prowadzenia okresowych badań poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 12 listopada 2007 r., poz. 1645).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 14 czerwca 2007 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów hałasu w środowisku (Dz. U. z 2014 r. poz. 112).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie zgłoszenia instalacji wytwarzających pola elektromagnetyczne (Dz.U. Nr 130, poz.879).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie rodzajów instalacji, których eksploatacja wymaga zgłoszenia (Dz.U. z dnia 12 sierpnia 2019 r., poz.1510, tekst jednolity).
- Rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 października 2003 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku oraz sposobów sprawdzania dotrzymania tych poziomów (Dz. U. z 2003 r. Nr 192, poz. 1883).
- Rozporządzenie Ministra Zdrowia z dnia 17 grudnia 2019 r. w sprawie dopuszczalnych poziomów pól elektromagnetycznych w środowisku (Dz.U. z dnia 19 grudnia 2019 r., poz.2448).
- Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2019 r. poz. 1839, ze zm.), rozporządzenie ooś.
- Schmidt J.H., Klokker M., *Health effects related to wind turbine noise exposure: A systematic review*, PLoS ONE 9(12), 2014.
- Sedaghatizadeh N., Arjomandi M., Cazzolato B., Kelso R., *Wind farm noises: Mechanisms and evidence for their dependency on wind direction,* Renew. Energy 109, 311–322, 2017.
- Seifert H., Westerhellweg A., Kroning J., *Risk analysis of ice throw from wind turbines,* Proceedings of the BOREAS, Pyha, Finland 9–22, 1–9, 2003.
- *Shadow Flicker Impact Analysis for the Ashley Wind Energy Project*, CPV Ashley Renewable Energy Company, 2010.

- *Shadow Variations from Wind Turbines*. http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/env/shadow/shadow2.htm
- Shohag M.A.S., Hammel E.H., Olawale D.O., Okoli O.I. *Damage mitigation techniques in wind turbine blades: A review*, Wind Engineering 41(3), 185–210, 2017.
- *Siemens Gamesa pioneers wind circularity: launch of world's first recyclable wind turbine blade for commercial use offshore*, 2021. https://www.siemensgamesa.com/-/media/siemensgamesa/downloads/en/sustainability/environment/siemens-gamesa-20210901-recycableblade-infographic-finalen.pdf
- Sklenicka P., Zouhar J., *Predicting the visual impact of onshore wind farms via landscape indices: A method for objectivizing planning and decision processes*, Applied Energy 209, 445–454, 2018.
- Stiller J., Rakowska A., Grabowski A., *Kable i przewody (NN, SN, WN) . Oddziaływanie linii kablowych najwyższych napięć prądu przemiennego (AC) na środowisko*, Europejski Instytut Miedzi, 2006.
- Stryjecki M., Mielniczuk K., *Wytyczne w zakresie prognozowania oddziaływań na środowisko farm wiatrowych*, Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska, 2011.
- Sudra P., Bida-Wawryniuk Z., *Uwarunkowania planistyczno-prawne lokalizacji elektrowni wiatrowych w Polsce i w innych krajach europejskich*, Człowiek i Środowisko 41(2), 2018.
- Superuse, 2020. https://www.superusestudios.com/
- SusWind._https://www.nccuk.com/what-we do/sustainability/https://ore.catapult.org.uk/
- Szasz R.Z., Leroyer A., Revstedt J., Numerical Modelling of the ice throw from wind turbines, Int. J.Turbomach. Propuls. Power 4(4), 10.3390, 2019.
- Szczeciński S. Zespoły wirnikowe silników turbinowych, WKIŁ, Warszawa, 1982.
- Szuba M., *Linie i stacje elektroenergetyczne w środowisku człowieka*, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Warszawa, 2008.
- Szychowska M., Hafke-Dys H., Preis A., Kociński J., Kleka P., *The influence of audio-visual interactions on the annoyance ratings for wind* turbines, Applied Acoustics 129, 190–203, 2018.
- Tammelin B., Cavaliere M., Holttinen H., Morgan C., Seifert H., Säntti K., *Wind energy production in cold climate (WECO)*, ETSU Contract Rep W/11/00452/REP, UK DTI, 1999.
- The Working Group on Noise from Wind Turbines, *The assessment and rating of noise from wind farms*, Energy Technology Support Unit, ETSU-R-97, 1996.
- Thornmann Recycling Sp. z o.o. https://thornmann.com.pl/#undefined

- Tonin R., Brett J., Colagiuri B., *The effect of infrasound and negative expectations to adverse pathological symptoms from wind farms*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 35(1), 77–90, 2016.
- Uadiale S., Urbán E., Carvel R., Lange D., Rein G., *Overview of Problems and Solutions in Fire Protection Engineering of Wind Turbines*, Fire Safety Science, 2014.
- UK Government Department for Communities and Local Government, National Planning Policy Framework, 2012.
- Ustawa dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni (Dz. U. z 2021 r. poz. 724), ustawa odległościowa.
- Ustawa o ochronie zabytków i opiece nad zabytkami z dnia 23 lipca 2003 r. (z. U. z 2022 r. poz. 840).
- Ustawa z 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2018 r. poz. 1276).
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716, ze zm.), ustawa Prawo energetyczne.
- Ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2022 r. poz. 931), ustawa VAT.
- Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2019 r. poz. 1170, ze zm.), ustawa podatkowa.
- Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (Dz. U. z 2021 r. poz. 735, ze zm.), Kpa.
- Ustawa z dnia 15 lipca 2020 r. o zmianie ustawy o zasadach prowadzenia polityki rozwoju oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. z 2020 r. poz. 1378).
- Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2022 r. poz. 916), ustawa o ochronie przyrody.
- Ustawa z dnia 17 listopada 2021 r. o rekompensacie dochodów utraconych przez gminy w 2018 r. w związku ze zmianą zakresu opodatkowania elektrowni wiatrowych (Dz. U. z 2022 r. poz. 30).
- Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. – Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r. poz. 2233, ze zm.).
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz. U. z 2021 r. poz. 610, ze zm.), ustawa OZE.
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. 2016, poz. 961.
- Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, Dz.U. 2016, poz. 961.
- Ustawa z dnia 21 marca 1985 r. drogach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1376, ze zm.).

- Ustawa z dnia 24 kwietnia 2015 r. o zmianie niektórych ustaw w związku ze wzmocnieniem narzędzi ochrony krajobrazu (Dz. U. z 2015 r. poz. 774), ustawa krajobrazowa.
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. – Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2021 r. poz. 1973, ze zm.), Prawo ochrony środowiska.
- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627 z późniejszymi zmianami).
- Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz. U. z 2022 r. poz. 503), ustawa mpzp.
- Ustawa z dnia 28 lipca 2005 roku o lecznictwie uzdrowiskowym, uzdrowiskach i obszarach ochrony uzdrowiskowej oraz gminach uzdrowiskowych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1301).
- Ustawa z dnia 28 września 1991 r. o lasach (Dz. U. z 2022 r. poz. 672).
- Ustawa z dnia 3 lipca 2002 r. – Prawo lotnicze (Dz. U. z 2022 r. poz. 1235).
- Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2021 r. poz. 1326).
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz.U. z dnia 13 lutego 2020, poz.283).
- Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2022 r. poz. 1029), ustawa ooś.
- Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2022 r. poz. 143), ustawa akcyzowa.
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane (Dz. U. z 2021 r. poz. 2351, ze zm.), ustawa Prawo budowlane.
- Van den Berg G.P., *Wind turbine power and sound in relation to atmospheric stability*, Wind Energy 11, 151–69, 2008.
- Van Kamp I., van den Berg F., *Health effects related to wind turbine sound: An update*, International journal of environmental research and public health, 18(17), 9133, 2021.
- Vestas Online Business, Vestas Online Compact. Operator's Manual, Vestas Wind Systems A/S, 2019.
- Vlaamse overheid – Departement Leefmilieu, *Natuur en Energie, Toelichtingsnota nieuwe milieuvoorwaarden voor windturbines*, 2012.

- Watanabe T., Møller H., *Low Frequency Hearing Thresholds in Pressure Field and in Free Field*, Journal of Low Frequency Noise, Vibration and Active Control 9(3), 106–115, 1990.
- Wegner S., Bareiss R., Guidati G,. *Wind Turbine Noise*, Springer, Berlin, 1996.
- Westerlund M., *Social acceptance of wind energy in urban landscapes*, Technology Innovation Management Review 10(9), 2020.
- Wind turbine accident and incident compilation 2020. http://www.caithnesswindfarms.co.uk/
- Wind Turbine Noise 2005, Berlin Niemcy, 2005.
- Wind turbines. Fire protection guideline, CFRA Europe 22, Stockholm, 2010.
- Wings for Living. https://wings-for-living.com/
- Wolsink M., *Planning of renewables schemes: Deliberative and fair decision-making on landscape issues instead of reproachful accusations of non-cooperation,* Energy Policy 35(5), 2692–2704, 2007.
- World Bank Group, *Environmental, Health and Safety Guidelines Wind Energy*, 2015.
- World Energy Transitions Outlook 2022: 1.5°C Pathway – Executive Summary (irena.org), 2022.
- World Health Organisation, *Environmental Noise Guidelines for the European Region*, World Health Organisation Regional Office for Europe, Copenhagen, 2018.
- Yoon K., Gwak D.Y., Seong Y., Lee S., Hong J., Lee S., *Effects of amplitude modulation on perception of wind turbine noise*, Journal of Mechanical Science and Technology 30(10), 4503–4509, 2016.
- Zagubień A., *Analysis of Acoustic Pressure Fluctuation around Wind Farms*, Polish Journal of Environmental Studies, 27(6), 2843–2849, 2018.
- Zagubień A., Ingielewicz R., *The analysis of similarity of calculation results and local measurements of wind farm noise*, Measurement 106, 211–220, 2017.
- Zagubień A., *Pomiar tła akustycznego w środowisku – studium przypadków*, Rocznik Ochrona Środowiska, 20, 1498–1514, 2018.
- Zagubień A., Wolniewicz K., *Domowe źródła hałasu niskoczęstotliwościowego*, Rocznik Ochrona Środowiska, 19, 682–693, 2017.
- Zagubień A., Wolniewicz K., *Everyday Exposure to Occupational/Non-Occupational Infrasound Noise in Our Life*, Archives of Acoustics, 41, 659–668, 2016.
- Zagubień A., Wolniewicz K., *Home Sources of Low Frequency Noise. Domowe źródła hałasu niskoczęstotliwościowego*, Rocznik Ochrona Środowiska, 19, 682–693, 2017.

- Zagubień A., Wolniewicz K., *The Assessment of Infrasound and Low Frequency Noise Impact on the Results of Learning in Primary School – Case Study*, Archives of Acoustics 45, 93–102, 2020.
- Zagubień A., Wolniewicz K., *The impact of supporting tower on wind turbine noise emission*, Applied Acoustics 155, 260–270, 2019.
- Zajamšek B., Hansen K.L., Doolan C.J., Hansen C.H., *Characterisation of wind farm infrasound and low-frequency noise*, Journal of Sound and Vibration 370, 176–190, 2016.
- Zajdler R., *Regulacje prawa krajowego dotyczące inwestycji w farmy wiatrowe (wybrane aspekty)*, Instytut Sobieskiego, Warszawa, 2012.
- Zathey M., *Studium przestrzennych uwarunkowań rozwoju energetyki wiatrowej w województwie dolnośląskim*, Wojewódzkie Biuro Urbanistyczne, Wrocław, 2010.
- ZEBRA._https://www.lmwindpower.com/en/stories-and-press/stories/news-from-lm-places/zebra-project-launched

ISBN: 978-83-63714-77-2

View publication stats