



*Robert Kasner*

# Wieloaspektowa ocena efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych na potrzeby rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego

M  
O  
N  
O  
G  
R  
A  
F  
I  
E

Wieloaspektowa ocena efektywności  
modernizacji elektrowni wiatrowych  
na potrzeby rozwoju gospodarki  
obiegu zamkniętego

# Monografie – Politechnika Lubelska

## Rada Naukowa Wydawnictwa Politechniki Lubelskiej

**Przewodnicząca:**  
Agnieszka RZEPKA

**Dyrektor CIN-T:**  
Katarzyna WEINPER

### Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej:

Magdalena CHOŁOJCZYK  
Jarosław GAJDA  
Anna KOŁTUNOWSKA  
Katarzyna PEŁKA-SMĘTEK

### Przedstawiciele Dyscyplin Naukowych Politechniki Lubelskiej:

Marzenna DUDZIŃSKA  
Małgorzata FRANUS  
Arkadiusz GOLA  
Paweł KARCZMAREK  
Beata KOWALSKA  
Anna KUCZMASZEWSKA  
Jarosław LATAŁSKI  
Tomasz LIPECKI  
Zbigniew ŁAGODOWSKI  
Joanna PAWŁAT  
Lucjan PAWŁOWSKI  
Natalia PRZESMYCKA  
Magdalena RZEMIENIAK  
Mariusz ŚNIADKOWSKI

### Przedstawiciele honorowi:

Zhihong CAO, Chiny  
Miroslav GEJDOŠ, Słowacja  
Karol HENSEL, Słowacja  
Hrvoje KOZMAR, Chorwacja  
Frantisek KRCMA, Czechy  
Sergio Lujan MORA, Hiszpania  
Dilbar MUKHAMEDOVA, Uzbekistan  
Sirgii PAWŁOW, Ukraina  
Natalia SAVINA, Ukraina  
Natia SHENGELIA, Gruzja  
Daniele ZULLI, Włochy

Robert Kasner

# Wieloaspektowa ocena efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych na potrzeby rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego



Lublin 2022



Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz, Członek Rzeczywisty PAN,  
Instytut Maszyn Przepływowych PAN,  
prof. dr hab. inż. Tadeusz Glinka, Politechnika Śląska

Publikacja wydana za zgodą Rektora Politechniki Lubelskiej

© Copyright by Politechnika Lubelska 2022

ISBN: 978-83-7947-543-8

Wydawca: Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej

[www.wpl.pollub.pl](http://www.wpl.pollub.pl)

ul. Nadbystrzycka 36C, 20-618 Lublin

tel. (81) 538-46-59

---

Elektroniczna wersja książki dostępna w Bibliotece Cyfrowej PL [www.bc.pollub.pl](http://www.bc.pollub.pl)

Książka udostępniona jest na licencji Creative Commons Uznanie autorstwa – na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowe (CC BY-SA 4.0)

Nakład: 50 egz.

## Spis treści

<b>Streszczenie</b> .....	7
<b>Summary</b> .....	8
<b>1. Wprowadzenie</b> .....	9
1.1. Geneza problematyki pracy.....	9
1.2. Cel i zakres pracy.....	11
<b>2. Elektrownie wiatrowe a gospodarka obiegu zamkniętego</b> .....	15
2.1. Podstawowe elementy budowy elektrowni wiatrowej.....	15
2.2. Specyfika elektrowni wiatrowych jako obiektów gospodarki obiegu zamkniętego.....	16
2.3. Cykl życia elektrowni wiatrowych.....	19
2.4. Działania dotyczące poprawy środowiskowego oddziaływania cyklu życia elektrowni wiatrowej.....	21
2.4.1. Zasada 5R.....	21
2.4.2. Redukcja.....	23
2.4.3. Naprawa.....	24
2.4.4. Ponowne wykorzystanie.....	25
2.4.5. Odnowa.....	26
2.4.6. Recykling.....	27
2.5. Zakończenie cyklu życia elektrowni wiatrowych.....	28
2.5.1. Uwarunkowania zakończenia cyklu życia.....	28
2.5.2. Wycofanie z eksploatacji.....	31
2.5.3. Przedłużenie żywotności.....	33
2.5.4. Repowering.....	36
<b>3. Zagadnienia oceny efektywności obiektów technicznych</b> .....	41
3.1. Przegląd wskaźników efektywności.....	41
3.1.1. Efektywność wskaźnikowa.....	42
3.1.2. Efektywność chwilowa.....	43
3.1.3. Efektywność średnia.....	45
3.1.4. Efektywność bilansowa.....	45
3.2. Destrukcyjność jako miara efektywności.....	46
3.3. Efektywność środowiskowa.....	47
<b>4. Zintegrowane podejście do oceny efektywności modernizacji w GOZ</b> ...51	
4.1. Zrównoważona modernizacja.....	51
4.2. Zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów.....	51

4.3. Zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami .....	55
4.4. Zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych .....	61
4.5. Wskaźnikowa metoda oceny efektywności zrównoważonej modernizacji obiektów technicznych .....	64
4.5.1. Zebranie danych .....	64
4.5.2. Wyznaczenie wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji.....	64
4.5.3. Wyznaczenie wskaźnika czasu zwrotu nakładów na modernizację .....	66
4.5.4. Ujęcie zbiorcze.....	69
<b>5. Ocena modernizacji wybranych elektrowni wiatrowych z zastosowaniem wskaźnikowej metody oceny efektywności .....</b>	<b>72</b>
5.1. Obiekty badań.....	72
5.1.1. Elektrownia wiatrowa Vestas V90/105 m.....	72
5.1.2. Elektrownia wiatrowa Vestas V100/120 m.....	77
5.2. Dane wejściowe.....	80
5.2.1. Dane energetyczne .....	80
5.2.2. Dane środowiskowe .....	107
5.2.3. Dane ekonomiczne .....	112
5.2.4. Dane społeczne .....	121
5.3. Wyznaczenie wskaźników oceny zrównoważonej modernizacji elektrowni wiatrowych .....	123
5.3.1. Wskaźniki oceny dla aspektów energetycznych .....	124
5.3.2. Wskaźniki oceny dla aspektów środowiskowych .....	127
5.3.3. Wskaźniki oceny dla aspektów ekonomicznych .....	131
5.3.4. Wskaźniki oceny dla aspektów społecznych .....	135
5.3.5. Końcowa ocena modernizacji .....	138
<b>6. Zarys metodyki wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych dla potrzeb rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego .....</b>	<b>149</b>
<b>7. Podsumowanie.....</b>	<b>155</b>
<b>8. Bibliografia .....</b>	<b>159</b>
<b>9. Załączniki.....</b>	<b>171</b>

## Streszczenie

W pracy podjęto tematykę oceny efektywności środowiskowej, energetycznej, ekonomicznej i społecznej w całym cyklu życia elektrowni wiatrowych, ze szczególnym zorientowaniem na procesy oceny efektywności ich modernizacji, czyli działań wnoszących istotny wkład w rozwój podstaw gospodarki obiegu zamkniętego. Na potrzeby ewaluacji tych działań opracowano metody wyznaczania wskaźników oceny ich efektywności w obszarach wpływu na środowisko, wielkości zużycia energii, nakładów ekonomicznych i kosztów społecznych, szczególnie dla elektrowni wiatrowych. Zdefiniowano pojęcie zrównoważonej modernizacji elektrowni wiatrowych, mając na uwadze możliwości przedłużania cyklu ich życia. Opracowano wskaźnikową metodę oceny efektywności procesów modernizacji i wykorzystano zaproponowane wskaźniki oceny efektywności podjętych działań do przeprowadzenia badań dotyczących procesów modernizacji konkretnych typów istniejących elektrowni wiatrowych, dokonując szczegółowych analiz nakładów i korzyści wynikających z procesów modernizacyjnych. Mając na uwadze fakt, iż zaproponowane wskaźniki oceny efektywności mają charakter uniwersalny i mogą być wykorzystane do oceny efektywności przedłużania cyklu życia szerokiej gamy obiektów technicznych, w kierunku spełnienia założeń gospodarki obiegu zamkniętego, opracowano i przedstawiono w pracy ramy metodyki wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji w odniesieniu do wielkogabarytowych obiektów technicznych.

## Summary

This work addresses the assessment of environmental, economic, social, and energy efficiency in the lifecycle of a wind farm facilities, with particular emphasis on processes relating to the efficiency assessment of wind farm facilities modernization, understood as measures that make significant contributions to the development of the foundations of the circular economy. For the purpose of evaluating these measures, methods were developed to determine efficiency indicators in the areas of environmental impact, energy consumption, economic inputs and social costs for wind power plants, specifically. The concept of sustainable modernization was defined as it relates to wind farms facilities, especially in the context of lifecycle extension. An indicator-based method for evaluating the efficiency of modernization processes was developed, and the recommended indicators for evaluating the efficiency of the measures taken were used to conduct research on modernization processes for specific types of existing wind power facilities. Detailed analyses of the inputs and benefits of modernization processes were also performed. Considering the fact that the efficiency indicators proposed herein are universal in nature and can be used to assess the efficiency-related value of extending the life cycle of a wide range of technical facilities, a framework for a multi-faceted methodology to assess the efficiency of modernizing measures for large-scale technical objects was developed and is presented herein with the aim of meeting the goals of a circular economy.

# 1. Wprowadzenie

## 1.1. Geneza problematyki pracy

Problematyka będąca przedmiotem rozprawy ma źródła w działaniach podjętych na świecie około 50 lat temu. W 1972 roku odbyła się w Sztokholmie konferencja ONZ pod hasłem: „Mamy tylko jedną ziemię”. Podczas konferencji kwestia ochrony środowiska podniesiona została do rangi jednej z podstawowych funkcji państw, sformułowano wówczas termin „polityka ochrony środowiska”. Wskazano na konieczność powołania wyspecjalizowanej agencji przy ONZ zajmującej się zagadnieniami ochrony środowiska. W ten sposób powstał program UNEP (*United Nations Environment Programme*). Podczas konferencji uchwalono także Deklarację Konferencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Naturalnego Środowiska Człowieka.

Dwadzieścia lat później odbył się w Rio de Janeiro tzw. „Szczyt Ziemi 1992”. To skrócowa nazwa konferencji Narodów Zjednoczonych na temat analizy różnych aspektów środowiskowych przyszłości świata. Jej hasłem przewodnim było „Środowisko i rozwój”. W ramach konferencji przyjęto dokumenty określające fundamentalne zasady polityki społeczno-gospodarczej, nakazujące uwzględniać w niej także ochronę środowiska. Nastąpiła więc zmiana w patrzeniu na zagadnienia środowiskowe, wyrażająca się powiązaniem troski o środowisko z wymogami rozwoju społecznego i gospodarczego świata. Wprowadzono pojęcie LCT (*Life Cycle Thinking* – co opisowo można przetłumaczyć: „myślenie kategoriami cyklu życia”) jako idei integrującej aspekty środowiskowe z celami polityki. Ewolucję podejścia do oceny problemów środowiskowych w polityce państw europejskich w ostatnich trzech dekadach szczegółowo przedstawia opracowanie Sali i innych [2021]. Jako konkluzja pada w nim stwierdzenie, że choć Europa przoduje w implementacji LCT i LCA (*Life Cycle Assessment* – ocena cyklu życia, niekiedy tłumaczona jako „środowiskowa ocena cyklu życia”), to nadal wprowadzanie nowych wymagań, bazujących na potrzebach pogodzenia rozwoju cywilizacyjnego z aspektami środowiskowymi, jest mocno ograniczone [Sala i in., 2021].

W podejściu do zagadnień środowiska nastąpił dalszy postęp, gdy hasłem przewodnim stał się postulat działania na rzecz zrównoważonego rozwoju, to jest takiego rozwoju, w którym potrzeby obecnego pokolenia mają być zaspokajane bez umniejszania szans przyszłych pokoleń na ich zaspokojenie. Jednym z praktycznych wyrazów tych działań było popularyzowanie idei i tworzenie praktycznych podstaw gospodarki cyrkularnej lub, jak bardziej opisowo się to określa, „gospodarki obiegu zamkniętego” (GOZ). Jest to koncepcja gospodarcza, według której produkty, materiały oraz surowce powinny pozostawać w gospodarce tak długo, jak to możliwe, a wytwarzanie odpadów powinno być jak najbardziej zminimalizowane. Idea ta, patrząc przez pryzmat efektu działań człowieka – produktu, kładzie nacisk na uwzględnianie wszystkich etapów cyklu życia tegoż produktu,

zaczynając od jego projektowania, przez wytwarzanie, konsumpcję lub użytkowanie wraz z obsługą czy remontami, zbieranie odpadów, aż do ich zagospodarowania [ Tomporowski, 2022]. Stanowi więc ona odejście od dotychczasowej idei gospodarki o charakterze linearnym, w której odpady często traktowane są jako ostatni etap cyklu życia. W gospodarce obiegu zamkniętego istotne jest to, by odpady, jeżeli już powstaną, były traktowane jako surowce wtórne lub zagospodarowywane w inny sposób. Temu mają służyć wszystkie działania poprzedzające powstanie odpadów. Dodać należy jednocześnie, że niezależnie od dominujących tu aspektów środowiskowych w podejściu GOZ działa się na rzecz zwiększenia innowacyjności stosujących je przedsiębiorców w ich branżach i podniesienia konkurencyjności ich produktów (czyli pojawia się także wymiar finansowy) w stosunku do produktów innych firm o tradycyjnym charakterze oraz wskazuje się, że dalekosiężnie GOZ służy osiągnięciu celów społecznych.

W mapie drogowej transformacji w kierunku gospodarki obiegu zamkniętego [Ministerstwo Rozwoju i Technologii, 2019] zawarte są rozważania dotyczące środowiskowej oceny cyklu życia. Stwierdza się, że obecnie na świecie stosuje się kilkadziesiąt sposobów obliczania oddziaływania produktów na środowisko oraz istnieje kilkaset rodzajów oznaczeń środowiskowych. W tej sytuacji utrudnione jest jednoznaczne określenie, dzięki czemu produkt jest bardziej przyjazny środowisku i jak porównać poszczególne produkty, biorąc pod uwagę ich wpływ na środowisko, mając przy tym świadomość, że od przyjętego sposobu obliczania oddziaływania na środowisko może zależeć pozycja konkurencyjna danego produktu na rynku, a w konsekwencji – i firmy wytwarzającej produkt.

Ślad środowiskowy produktu to wszystkie lub wybrane oddziaływania wyrobu lub usługi na środowisko. Jednym z najbardziej zaawansowanych sposobów obliczenia śladu środowiskowego jest zastosowanie metodyki wspomnianej już wcześniej środowiskowej oceny cyklu życia. Stanowi ona jedno z podejść do oceny oddziaływania na środowisko produktu lub działalności gospodarczej. LCA produktu obejmuje identyfikację i ocenę ilościową tak zwanych „wejść” (surowce, energia, woda etc.) i „wyjść” (produkt, odpady, emisje etc.) do i z systemu produktu oraz określenie wpływu na środowisko tych „wejść” i „wyjść” w wyznaczonych kategoriach (na przykład: zużycie zasobów wody, zasolenie gleby, użytkowanie i przekształcenie ziemi, globalne ocieplenie, zużycie warstwy ozonowej, zakwaszenie, eutrofizacja, toksyczność, promieniowanie jonizujące, smog itd.) [Antonsson i Carlsson, 1995]. Na system produktu składają się poszczególne etapy cyklu życia, czyli wydobycie surowców, ich przetwórstwo i produkcja dóbr, procesy transportu i dystrybucji produktów, faza użytkowania produktu i obsługi oraz zagospodarowania odpadów. Cykl życia definiowany jest jako kolejne i powiązane ze sobą etapy wyrobu – od pozyskania lub wytworzenia surowca z zasobów naturalnych do jego ostatecznej likwidacji.

Podstawowym etapem badania LCA jest przeprowadzenie szczegółowego bilansu wykorzystania materiałów oraz energii [Bałdowska-Witos i in., 2020; Tomporowski i in., 2022]. Wykonanie takiego badania może przyczynić się nie

tylko do zmniejszenia negatywnego wpływu analizowanego obiektu na środowisko, ale również do wymiernych oszczędności finansowych, np. dzięki identyfikacji najmniej efektywnych etapów cyklu produkcyjnego, w kierunku zwiększenia racjonalności wykorzystania surowców i energii. Zauważyć należy, że w opracowaniach dotyczących określania śladu środowiskowego nie ma bezpośredniego wskazania na konieczność wyznaczania efektywności podejmowanych działań. Zatem **nowatorskim elementem niniejszej pracy jest opracowanie wskaźników efektywności tych działań w obszarach wpływu na środowisko, zużycia energii, nakładów ekonomicznych i kosztów społecznych w odniesieniu do konkretnych obiektów technicznych i określenie roli procesów modernizacji tych obiektów.**

Nawiązując do podnoszonego w pracy hasła rozwoju „gospodarki obiegu zamkniętego”, należy jeszcze raz zaznaczyć, iż transformacja działań gospodarczych w kierunku GOZ powinna obejmować ocenę aktywności w odniesieniu do różnych aspektów, skupiając uwagę przede wszystkim na efektywności środowiskowej, ale także energetycznej, ekonomicznej i społecznej podejmowanych działań. W praktycznie realizowanych przedsięwzięciach na rzecz gospodarki obiegu zamkniętego dążyć się więc winno do wydłużania cyklu życia obiektów technicznych, zwłaszcza przez działania zwiększające ich trwałość, dające możliwość efektywnej naprawy i modernizacji, ulepszenia lub ponownego użycia, kwalifikujące się jako przedsięwzięcia wnoszące istotny wkład w przejście do gospodarki obiegu zamkniętego. Pogłębienie znajomości obszaru wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji obiektów technicznych przełoży się zatem bezpośrednio na pełniejszy rozwój podstaw gospodarki obiegu zamkniętego.

## 1.2. Cel i zakres pracy

Elektrownie wiatrowe stanowią szczególny rodzaj elementów infrastruktury energetycznej, należąc do grupy wielkogabarytowych obiektów technicznych, czyli o znacznej masie i wymiarach, w których stosuje się materiały o dużej cenie środowiskowej, w dużych ilościach oraz użytkuje się je przez dziesięciolecia. Samo wytwarzanie energii w elektrowniach wiatrowych uważane jest za ekologicznie czyste ze względu na brak bezpośrednich emisji szkodliwych substancji podczas konwersji energii wiatru na energię elektryczną [Martínez i in., 2009; Haapala i Prempreeda, 2014].

Przeprowadzane dotychczas analizy oddziaływania elektrowni wiatrowych na środowisko dotyczą głównie wpływu ich użytkowania na migrujące ptaki, emisję drgań oraz hałasu słyszalnego i infradźwięków, a także na relacje z otaczającym krajobrazem [Saidur i in., 2011; Jeffery i in., 2013; Wang i Wang, 2015].

W szerszym ujęciu analizowano oddziaływania cyklu życia elektrowni wiatrowych za pomocą metody LCA z uwzględnieniem obszarów potencjalnych oddziaływań na zdrowie ludzkie, jakość środowiska przyrodniczego oraz zasoby



surowców naturalnych [Gibon i in., 2017; Basosi i in., 2018; Piasecka i Tomporowski, 2018; Luderer i in., 2019]. Analizy dotyczyły także wpływu cyklu życia elektrowni wiatrowych na środowisko wodne, glebowe oraz emisje do atmosfery [Mroziński i Piasecka, 2015; Bonou i in., 2016; Ozoemena i in., 2018]. W wielu pracach omawiano również aspekty oddziaływania poszczególnych elementów i zespołów konstrukcyjnych, np. wirmika, łopat, wieży, różnego rodzaju fundamentowania, zarówno morskich, jak i lądowych elektrowni wiatrowych w cyklu istnienia, z których wynika, że fundamenty i wieża są źródłem największych potencjalnych negatywnych oddziaływań [Haapala i Prempreeda, 2014; Liu i Barlow, 2016; Tsai i in., 2016; Flizikowski i in., 2018; Tomporowski i in. 2018b; Stavridou i in., 2020]. Wiele badań poświęcono samym korzyściom wynikającym z funkcjonowania elektrowni wiatrowych, tj. produkcji energii elektrycznej i sposobom przewidywania, jak i zwiększania produktywności elektrowni wiatrowych [Arabian-Hoseynabadi i in., 2010; Mostafaeipour, 2010; Sağlam, 2017; Tomporowski i in., 2017a; Aghbashlo i in., 2018; Olatayo i in., 2018]

Analizując dostępną literaturę dotyczącą zakresu tematycznego pracy, bardzo niewiele uwagi poświęca się problematyce relacji nakładów, korzyści i efektywności w odniesieniu do elektrowni wiatrowych [ Tomporowski i in., 2018a]. Dopiero ostatnio autor niniejszej publikacji wprowadził pojęcie wieloaspektowego zintegrowanego wskaźnika efektywności elektrowni wiatrowej, pozwalającego na ocenę efektywności wykorzystania nakładów na wytwarzanie, użytkowanie i poużytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów elektrowni wiatrowej w trzech obszarach: nakładów środowiskowych, zużycia energii oraz nakładów finansowych – dla osiągnięcia korzyści w postaci produkcji energii elektrycznej [Kasner, 2016; 2020; Kasner i in., 2020].

W dalszej części pracy zaprezentowano narzędzia oceny efektywności działań modernizacyjnych elektrowni wiatrowych z uwagi na ich wpływ na środowisko, zużycie energii, nakłady ekonomiczne i koszty społeczne. W ramach oceny tych działań opracowano wskaźniki oceny efektywności w obszarach: wpływu na środowisko, zużycia energii, nakładów ekonomicznych i kosztów społecznych, dla wybranych obiektów energetyki wiatrowej. Zdefiniowano pojęcie zrównoważonej modernizacji (z uwzględnieniem różnych aspektów) jako możliwości przedłużania cyklu życia badanego obiektu. Wykorzystując zaproponowane wskaźniki oceny efektywności podjętych działań, przeprowadzono badania dotyczące istniejących elektrowni wiatrowych oraz wykonano analizę otrzymanych wyników.

Biorąc pod uwagę powyższe stwierdzenia, **zasadniczym celem pracy było opracowanie podstaw wieloaspektowej oceny efektywności w zakresie nakładów środowiskowych, energetycznych, finansowych i społecznych ponoszonych w procesach cyklu istnienia elektrowni wiatrowej w standardowym okresie jej użytkowania i tej samej elektrowni poddanej modernizacji w celu przedłużenia okresu jej użytkowania oraz zweryfikowanie tych nakładów na konkretnych przykładach.**

Przeprowadzone postępowanie analityczno-badawcze stanowi nowe podejście modelowe i metodyczne, cenne źródło propozycji podejścia do zrównoważonego zarządzania cyklem życia elektrowni wiatrowych w gospodarce obiegu zamkniętego, nastawionej na efektywność procesów oraz trwałość zasobów energetycznych i materiałowych. Zaproponowane wskaźniki oceny efektywności z poniesionych nakładów mogą pozwolić w przyszłości na ocenę procesów wydłużania cyklu życia także innych obiektów technicznych, w tym maszyn i urządzeń, na potrzeby rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego.

Autor pracy od kilkunastu lat zajmuje się zagadnieniami dotyczącymi zwiększania efektywności wykorzystania energii odnawialnej, zwłaszcza wiatrowej. Pierwszym obszernym opracowaniem na ten temat była dysertacja doktorska, dotycząca różnych aspektów oceniania osiągniętych korzyści i ponoszonych nakładów w ramach cyklu życia elektrowni wiatrowych [Kasner, 2016]. W kolejnej publikacji, przygotowanej w języku angielskim, przedstawiono podstawy wspomagania środowiskowo zorientowanego rozwoju konstrukcji elektrowni wiatrowych dużej mocy [Kasner, 2020]. Niniejsza praca stanowi kolejny etap w konsekwentnie zarysowanej drodze ku bardziej efektywnemu, prośrodowiskowemu (ekologicznemu) podejściu w ramach gospodarki obiegu zamkniętego, prezentując narzędzia służące ocenie efektywności procesów modernizacyjnych elektrowni wiatrowych.

Jak wspomniano, w publikacji przedstawiono autorską wskaźnikową metodę oceny efektywności modernizacji obiektów technicznych. Należy jeszcze raz podkreślić, że opracowane wskaźniki oceny mają charakter uniwersalny i mogą być wykorzystane do oceny efektywności przedłużania cyklu życia bardzo różnych obiektów technicznych, zwłaszcza wielkogabarytowych, w różnych procesach ich transformacji, szczególnie w kierunku spełniania założeń gospodarki obiegu zamkniętego.

Praca winna zatem zainteresować zwłaszcza osoby podejmujące się zadań związanych z modernizowaniem obiektów technicznych, szczególnie wielkogabarytowych (jak na przykład analizowane w pracy elektrownie wiatrowe), a szerzej analityków i menedżerów pracujących w sektorze energetyki wiatrowej oraz konstruktorów i projektantów z tejże branży, a także osoby opracowujące regulacje prawne i wytyczne ekonomiczne dla branży energetycznej i branż pokrewnych. W szerszym kręgu zainteresowanych problematyką pracy winni znaleźć się także specjaliści wdrażający w praktyce koncepcje zielonej gospodarki i tworzący zielone miejsca pracy [Bugdol i Stańczyk, 2021].

Omawiając strukturę pracy, należy wspomnieć, że w rozdziale pierwszym dokonano wprowadzenia w problematykę, wskazując na źródła zainteresowania podjętą tematyką i sygnalizując istotniejsze, podejmowane w niej wątki. W rozdziale drugim zaprezentowano budowę i zespoły robocze elektrowni wiatrowych, ich specyfikę oraz podniesiono kwestię korzyści, jakie może przynieść ocena cyklu istnienia elektrowni wiatrowych w gospodarce obiegu zamkniętego. Scha-

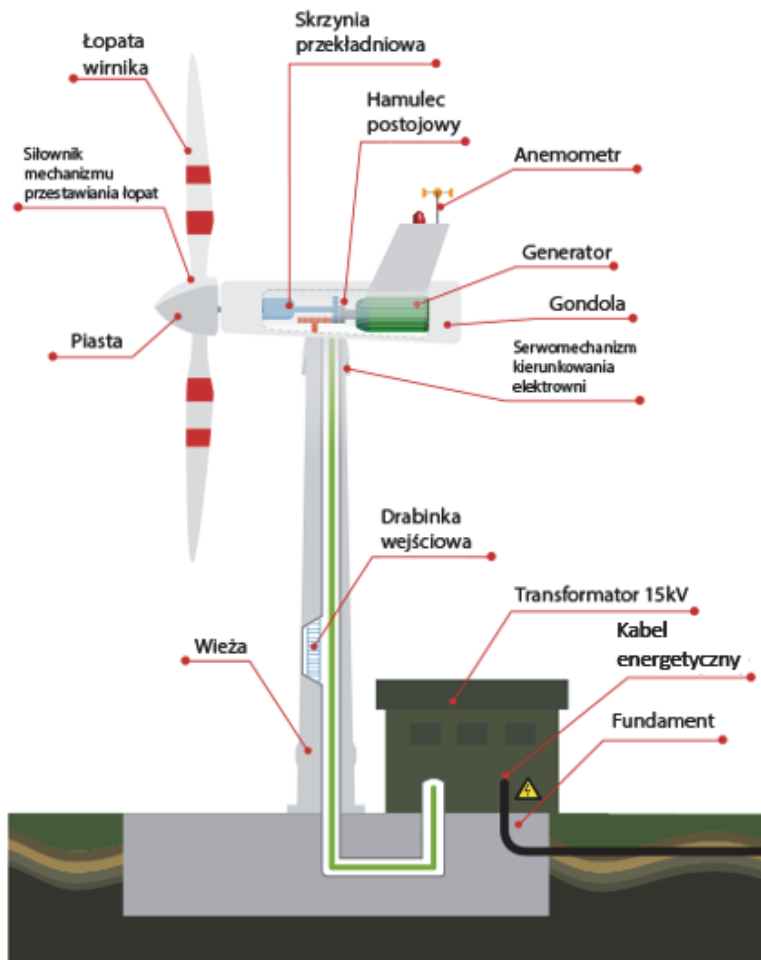
rakteryzowano ważniejsze występujące w tym zakresie pojęcia, takie jak: redukcja, naprawa, ponowne wykorzystanie, odnowa, przedłużenie żywotności, wycofanie z eksploatacji i recykling. W kolejnych rozdziałach – trzecim i czwartym – podjęto temat zintegrowanych wskaźników oceny efektywności elektrowni wiatrowych, mając na uwadze korzyści i nakłady środowiskowe, energetyczne, ekonomiczne i społeczne występujące w ich cyklu życia. Pozwalają one określić szacowane efekty przeprowadzonej modernizacji przez zastosowanie do oceny zintegrowanego wskaźnika efektywności. Zaprezentowano metodę wieloaspektowej oceny efektywności obiektów technicznych, ze szczególnym uwzględnieniem procesów modernizacji. W piątym, najobszerniejszym rozdziale rozprawy przedstawiono opisy elektrowni wiatrowych jako obiektów badań, podano zebrane i uporządkowane środowiskowe, energetyczne, ekonomiczne i społeczne dane wejściowe i wyznaczone wskaźniki oceny zrównoważonej modernizacji elektrowni wiatrowych w kontekście założeń gospodarki obiegu zamkniętego. Zważywszy na możliwość szerszego wykorzystania opracowanych zagadnień, w rozdziale szóstym przedstawiono zarys autorskiej metodyki przygotowanej dla potrzeb dokonywania wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji szerszej kategorii artefaktów, które można zaliczyć do grupy wielkogabarytowych obiektów technicznych, mając na uwadze procesy modernizacyjne prowadzące do spełniania założeń gospodarki obiegu zamkniętego. Merytoryczny zakres pracy kończy rozdział siódmy, będący podsumowaniem ważniejszych wątków w niej poruszonych. Następnie jest zamieszczony spis wykorzystanej w rozprawie literatury oraz zbiór załączników.

## **2. Elektrownie wiatrowe a gospodarka obiegu zamkniętego**

### **2.1. Podstawowe elementy budowy elektrowni wiatrowej**

Elektrownia wiatrowa to zespół urządzeń produkujących energię elektryczną za pomocą turbin napędzanych siłą wiatru. Turbiny o dużej mocy to zazwyczaj nawietrzne turbiny trójłopatowe o poziomej osi obrotu, których udział w rynku szacuje się, na poziomie około 90%. Turbiny te składają się w uproszczeniu z: fundamentu, wieży, gondoli mieszczącej elementy systemu napędowego i sterowania oraz wirnika z łopatomami (Rys. 2.1). Wytworzona dzięki nim energia elektryczna uważana jest za ekologiczną ze względu na fakt, że jej produkcji nie towarzyszy spalanie żadnego paliwa, a nakłady energetyczne związane z wybudowaniem takiej elektrowni nie są elementem oceny. Wiatr jest w zasadzie niewyczerpanym, darmowym i szeroko dostępnym źródłem energii, a jego wykorzystanie w jej produkcji to sposób na redukcję gazów cieplarnianych, poprawę bilansu i bezpieczeństwa energetycznego. Odnawialne źródła energii, również te korzystające z wiatru, wpisują się w cele polityki energetycznej w zakresie ochrony środowiska i zrównoważonego rozwoju. Produkcja energii elektrycznej w elektrowni wiatrowej odbywa się za pośrednictwem turbin wiatrowych napędzanych energią wiatru. Gdy wiatr trafia na opór łopaty turbiny, jego energia kinetyczna przekształcana jest w energię mechaniczną w postaci ruchu obrotowego wirnika. Energia ta przenoszona jest za pomocą wału i przekładni do generatora, który zmienia ją w energię elektryczną. Energetyka wiatrowa pod względem nakładów inwestycyjnych jest konkurencyjna wobec innych technologii, przy zastosowaniu których produkuje się energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, bowiem charakteryzuje się niższymi kosztami eksploatacyjnymi [Snyder i Kaiser, 2009; Dicorato i in., 2011; Laura i Vicente, 2014; Myhr i in., 2014].

Do produkcji elementów wchodzących w skład elektrowni wiatrowej wykorzystuje się różnorodne materiały konstrukcyjne, np. stal, tworzywa sztuczne, beton, a podczas produkcji i eksploatacji ponoszone są nakłady energetyczne [Haapala i Prempreeda, 2014; Tomporowski i in., 2017b; 2018a]. W procesie likwidacji zespołów elektrowni wiatrowej ich potencjał materiałowy i energetyczny należy zagospodarować, np. przez składowanie lub recykling. Materialne etapy cyklu istnienia elektrowni wiatrowej: wytwarzanie, użytkowanie z obsługiwaniem i zasilaniem oraz zagospodarowanie są znaczące w ocenie jej całkowitego oddziaływania na środowisko [Garrett i Rønne, 2013; Abeliotis i Pactiti, 2014; Alsaleh i Sattler, 2019].



Rys. 2.1. Podstawowe elementy budowy elektrowni wiatrowych [eprad.pl, 2020]

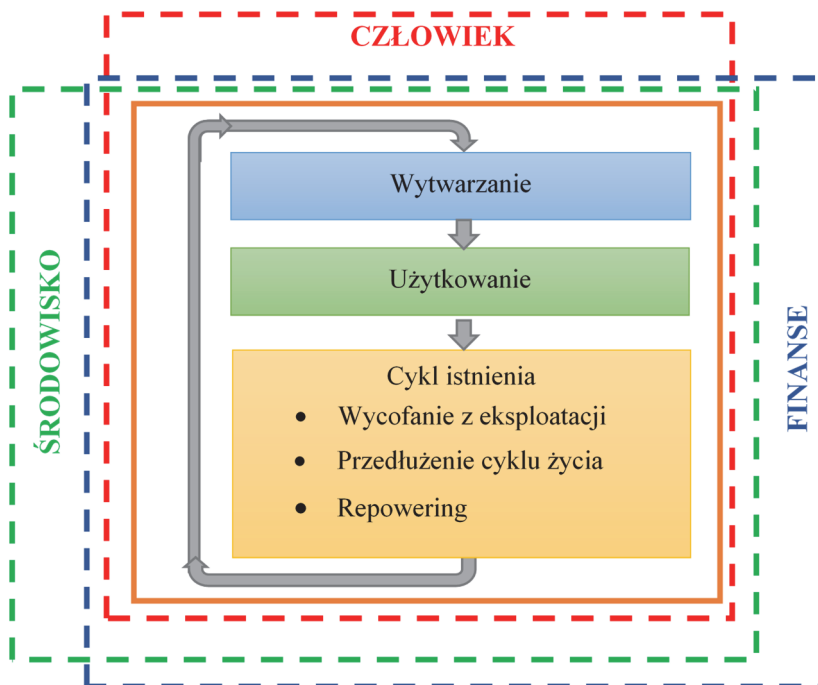
## 2.2. Specyfika elektrowni wiatrowych jako obiektów gospodarki obiegu zamkniętego

Jak wspomniano wcześniej, międzynarodowe działania na rzecz ochrony środowiska naturalnego zaczęły się od konferencji w Sztokholmie. W przyjętych później postanowieniach, zawartych m.in. w protokole z Kioto, w sprawie zmian klimatu oraz nastawienia polityki UE wskazano na potrzebę zrównoważonego rozwoju i gospodarki niskoemisyjnej [Kruszelnicka i in., 2019; Jasch, 2000]. Koncepcja trwałego zrównoważonego rozwoju gospodarczego wymaga uwzględnienia różnych aspektów istnienia obiektów technicznych, m.in. środowiskowych

czy energetycznych, oraz oczywiście zmian w zarządzaniu cyklem istnienia [Ackermann i Söder, 2000; Zając i Węgrzyn, 2008; Winiarski i in., 2015; Caban i in., 2016; Jachimowski i in., 2018], na przykład przez prowadzenie modernizacji elektrowni wiatrowych i wydłużanie ich cyklu istnienia [Ziegler i in., 2018; Flatland i in., 2019; Piel i in., 2019].

Trwałość elektrowni wiatrowych zakłada się na 25 lat i w większości przypadków po tym okresie następuje ich demontaż [McCulloch i in., 2000; Siemens AG, 2014; Shafiee i in., 2016; Jensen, 2016; Piasecka i in., 2019]. Wiele zespołów, w tym elementów konstrukcyjnych, może pracować dalej przez kolejnych 25 lat, a sama elektrownia wiatrowa może efektywnie działać znacznie dłużej po wykonaniu wymiany niektórych zespołów i elementów na nowe, co dodatkowo pozwoli zmniejszyć szkodliwe oddziaływania środowiskowe produkcji energii w elektrowniach wiatrowych [Jensen, 2016; Flatland i in., 2019]. Zasadniczo wyróżnia się trzy strategie postępowania w przypadku elektrowni wiatrowych kończących cykl życia (Rys. 2.2) [Luengo i Kolios, 2015; Kasner i in., 2020; Lacal-Arántegui i in., 2020]:

- wycofanie z eksploatacji (*decommissioning*),
- przedłużenie żywotności (*lifetime-extension*),
- zamiana na elektrownię o większej mocy (*repowering*).



Rys. 2.2. Zrównoważone zarządzanie cyklem istnienia (opracowanie własne)

Założeniem *decommissioningu* jest rozmontowanie elektrowni wiatrowej po zakończonym cyklu życia i poddanie jej elementów recyklingowi [Ziegler i in., 2018; Piel i in., 2019; Sun i in., 2019; Lacal-Arántegui i in., 2020]. *Lifetime-extension* obejmuje z kolei zabiegi mające na celu przedłużenie cyklu życia elektrowni wiatrowej przez wymianę zużytych elementów na nowe, a więc modernizację części mechanicznych, a także systemów sterowania. Ideą *repoweringu* jest natomiast posadowienie nowej elektrowni wiatrowej o większej mocy w miejscu istniejącej, która zakończyła swój cykl życia [Flatland i in., 2019].

Modernizacje, wymiany elementów elektrowni wiatrowej i zastępowanie ich nowymi oraz wydłużanie czasu eksploatacji wpisują się w założenia GOZ. Zmiany w zarządzaniu cyklem istnienia elektrowni wiatrowej ukierunkowane są przede wszystkim na nieszkodliwość, efektywność i jakość. Działania w zakresie przeprowadzania modernizacji powinny pozwolić na:

- ograniczenie emisji (np. dwutlenku węgla), zużycia zasobów naturalnych i energii na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej,
- ograniczenie intensywności zużycia zasobów przy wytworzeniu instalacji energetyki wiatrowej,
- osiągnięcie większego bezpieczeństwa energetycznego przez wydłużanie czasu eksploatacji i dostępności elektrowni wiatrowych.

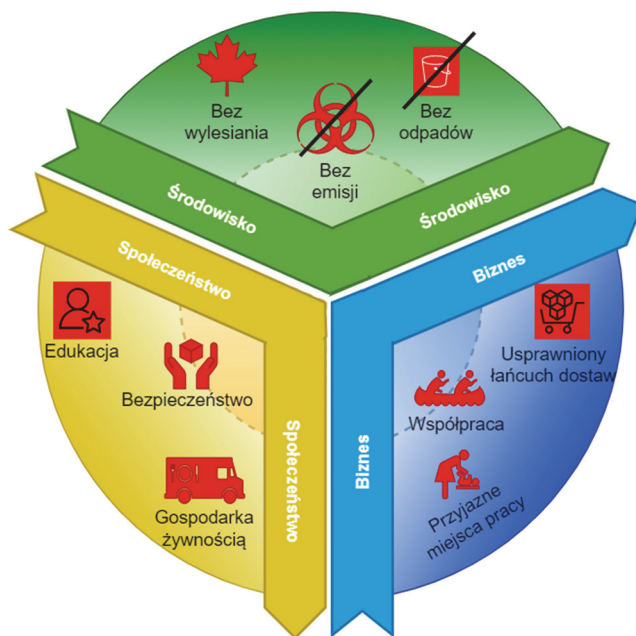
W literaturze światowej można spotkać analizy dotyczące głównie oceny opłacalności oraz produktywności elektrowni wiatrowych po przedłużaniu ich żywotności i repoweringu [Ziegler i in., 2018; Piel i in., 2019; Sun i in., 2019; Lacal-Arántegui i in., 2020], brakuje jednak kompleksowej oceny nakładów i korzyści ekologicznych, energetycznych i ekonomicznych wynikających z modernizacji wprowadzanych w cyklu istnienia siłowni wiatrowej. Ziegler i inni [2018] dokonali analizy możliwości technicznych, ekonomicznych i prawnych dla zabiegów przedłużania żywotności, wskazując, że opłacalność tych procesów zależy od cen na rynku energii i różni się w zależności od kraju. Piel i inni [2019] zaproponowali system wspomagania decyzji w zakresie sposobów zakończenia cyklu istnienia obiektu dla operatorów elektrowni wiatrowych, uwzględniający topografię terenu, zasoby wiatru, rodzaj turbiny i dane finansowe w ocenie opłacalności zabiegów likwidacji, przedłużania cyklu życia i wymiany elektrowni wiatrowej na nową. Martinez i inni [2018] wykazali, że proces repoweringu powoduje zwiększenie produkcji energii elektrycznej przez nową jednostkę wytwórczą w tej samej lokalizacji, bowiem mniejsze są oddziaływania środowiskowe wynikające z zastosowania nowej konstrukcji. Badania dotyczące repoweringu wykazały, że działania te skutkują wzrostem mocy i produktywności [Lacal-Arántegui i in., 2020]. Nie ma natomiast opracowań na temat wpływu standardowych i modernizacyjnych wymian oraz zastosowania nowych zespołów, zwiększających trwałość elektrowni wiatrowej, na zintegrowaną efektywność. Warte rozważenia jest więc



zagadnienie: czy w gospodarce obiegu zamkniętego nakłady i korzyści funkcjonowania elektrowni wiatrowej po modernizacji, np. w 50-letnim okresie eksploatacji są równie efektywne jak w 25-letnim cyklu życia?

### 2.3. Cykl życia elektrowni wiatrowych

Coraz bardziej akceptowana jest idea, iż koncepcja trwałego zrównoważonego rozwoju gospodarczego wymaga uwzględnienia środowiskowych, energetycznych, ekonomicznych i społecznych aspektów istnienia obiektów technicznych oraz zmian w zarządzaniu cyklem istnienia [Zajac i Węgrzyn, 2008; Winiarski i in., 2015; Caban i in., 2016; Jachimowski i in., 2018; Kasner i in., 2020] w kierunku poprawy wskaźników zrównoważonego rozwoju (rys. 2.3). Do oceny wdrażania koncepcji zrównoważonego rozwoju wprowadzono 155 różnych wskaźników, które dotyczą aspektów ekonomicznych, ekologicznych i społecznych (np. dochód per capita, stopa wzrostu, emisje gazów cieplarnianych, itp.) [Organizacja Narodów Zjednoczonych, 2007]. Elektrownie wiatrowe wytwarzające energię elektryczną z odnawialnej i ogólnodostępnej energii wiatru pomagają w realizacji celów zrównoważonego rozwoju w aspekcie pozyskiwania czystej energii (cel 7: przystępna i czysta energia – ang. *Affordable and Clean Energy*) [Organizacja Narodów Zjednoczonych, 2020].



Rys. 2.3. Obszary zrównoważonego rozwoju (opracowanie własne)



Niestety, cykl życia elektrowni wiatrowych, jak każdego obiektu technicznego, generuje obciążenia środowiskowe. W cyklu życia elektrowni wiatrowych największymi oddziaływaniami środowiskowymi charakteryzuje się etap wytwarzania elementów tych obiektów i pozyskiwania surowców do ich wytwarzania [Liu i Barlow, 2016; Piasecka i Tomporowski, 2018; Alsaleh i Sattler, 2019; Piasecka i in., 2019; Kasner i in., 2020]. Skutecznym sposobem redukcji środowiskowych oddziaływań jest odpowiednie zarządzanie cyklem życia (rys. 2.4), uwzględniające założenia gospodarki obiegu zamkniętego, tak aby zmniejszać zużycie zasobów surowcowych oraz zwiększać udział ponownego wykorzystania lub recyklingu użytkowanych materiałów i elementów [Andersen i in., 2016; Jensen i Skelton, 2018; Sica i in., 2018; Kasner i in., 2020], a także wdrażać przez działania zmierzające do wydłużania ich cyklu istnienia [Ziegler i in., 2018; Flatland i in., 2019; Piel i in., 2019; Kasner i in., 2020].



Rys. 2.4. Cykl życia obiektu technicznego w gospodarce obiegu zamkniętego (opracowanie własne)

Idea gospodarki obiegu zamkniętego wywodzi się z przyjętej w 2008 roku dyrektywy o gospodarowaniu odpadami i ich unieszkodliwianiu [European Parliament, Council of the European Union, 2008; Malinauskaite i in., 2017], która wprowadziła pięciostopniową skalę unieszkodliwiania odpadów, wskazując najbardziej pożądane działania zapobiegające powstawaniu odpadów oraz takie możliwości ich przetwarzania, które nie wymagają dodatkowych nakładów w postaci energii i surowców (Rys. 2.5) [Farrell i in., 2020].



Rys. 2.5. Hierarchia postępowania z odpadami zgodnie z założeniami dyrektywy o unieszkodliwianiu odpadów (opracowanie własne)

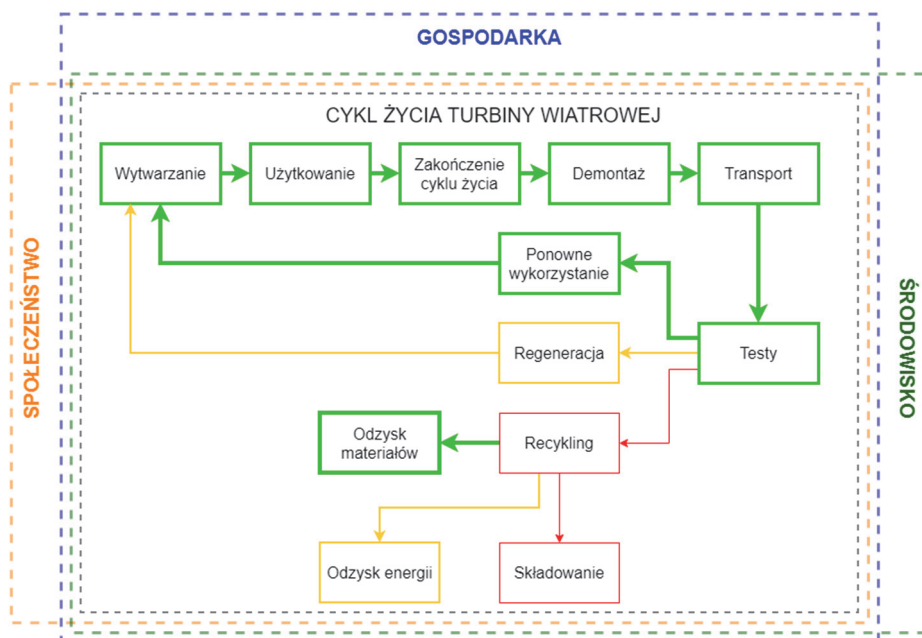
## 2.4. Działania dotyczące poprawy środowiskowego oddziaływania cyklu życia elektrowni wiatrowej

### 2.4.1. Zasada 5R

Założeniem gospodarki obiegu zamkniętego jest zamknięcie pętli przepływu materiałów i jak najdłuższe utrzymanie ich w obiegu i użytkowaniu. Osiągnięcie założeń można uzyskać przez stosowanie zasady „5R”: redukcji (ang. *Reduce*), napraw (ang. *Repair*), ponowne wykorzystanie (ang. *Reuse*), odnowy (ang. *Re-furbish*) i poddaj recyklingowi (ang. *Recycle*) [Nowakowski, Mrówczyńska, 2018]. Kolejność poszczególnych kroków postępowania z obiektami kończącymi cykl życia powinna być zachowana, gdyż ograniczenie zużycia materiałów i produkcji odpadów jest głównym celem, który może zostać zrealizowany przez poprawę cyklu istnienia obiektu już na etapie projektu oraz opracowanie i podejmowanie działań w kierunku zwiększenia unieszkodliwiania odpadów czy możliwości napraw i konserwacji elementów maszyn i urządzeń [Karavida i Nömmik, 2015; Romero-Hernández i Romero, 2018; Ratner i in., 2020]. Dla obiektu technicznego, który nie może być dalej użytkowany i naprawiony (np. z powodu utraty właściwości, zagrożenia bezpieczeństwu środowiska itp.), po jego rozmontowaniu zaleca się w pierwszej kolejności ponowne wykorzystanie materiałów i elementów, a następnie regenerację i recykling. Zmiany w cyklu życia obiektu technicznego, w tym elektrowni wiatrowej, w gospodarce obiegu zamkniętego przedstawiono na rysunku 2.6.

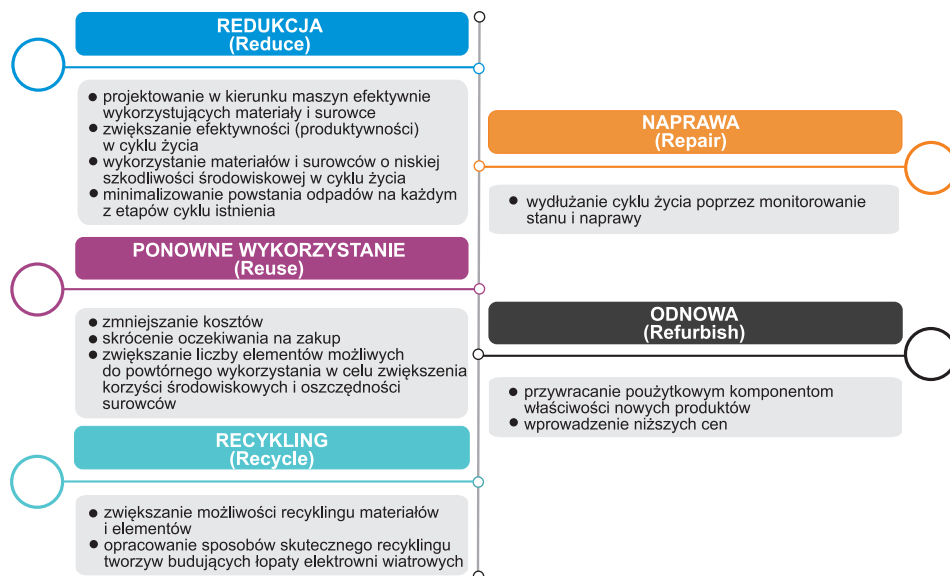
Często jako „szóste R” pojawia się przemysłenie (ang. *Re-thinking*), dotyczące zarówno projektu, produktu, procesu czy całego cyklu życia. Od nowa przemysłane powinny być nie tylko procesy przemysłowe, ale także przyzwyczajenia konsumentów przez wpajanie oszczędzania i niemarnotrawienia energii oraz surowców. Cykl życia obiektów technicznych, w tym elektrowni wiatrowych, powinien być także przemysłany zgodnie z koncepcją Life Cycle Thinking (LCT),

tak aby na każdym etapie cyklu istnienia minimalizować powstawanie odpadów [Karavida i Nõmmik, 2015]. Podstawą realizacji prawidłowej cyrkulacji surowców jest właśnie przemyślenie cyklu życia na etapie projektowania. Od decyzji projektanta podjętych na tym etapie będzie zależało, czy produkt będzie trwalszy, lepiej przystosowany do napraw, modernizacji, odnowy, a tym samym będzie wprowadzał mniej obciążeń środowiskowych [Ratner i in., 2020].



Rys. 2.6. Zrównoważone zarządzanie cyklem istnienia elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem założeń gospodarki obiegu zamkniętego. Kolorem zielonym oznaczono etapy preferowane, priorytetowe, wykonywane w pierwszej kolejności, kolorem żółtym – etapy o niższym priorytecie (opracowanie własne)

Wyznaczenie zakresu działań przystosowujących elektrownie wiatrowe do spełnienia wymagań gospodarki obiegu zamkniętego może odbywać się przez rozpatrzenie obecnego poziomu spełniania zasady „5R” i propozycji poprawy każdego z aspektów postępowania z odpadami. Na rysunku 2.7 przedstawiono najważniejsze działania służące poprawie środowiskowego oddziaływania cyklu życia elektrowni wiatrowej zgodnie z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego. Po zakończonym cyklu życia zespołów elektrowni wiatrowej dominuje ścieżka prezentowana w kolorze zielonym (Rys. 2.6) postępowania z odpadami. W kwestii poprawy obiegu materiałów poużytkowych pochodzących z elektrowni wiatrowych jest zatem jeszcze wiele do zrobienia.



Rys. 2.7. Działania dla poprawy środowiskowego oddziaływania cyklu życia elektrowni wiatrowej zgodnie z założeniami gospodarki obiegu zamkniętego (opracowanie własne)

### 2.4.2. Redukcja

Z roku na rok obserwuje się zwiększanie liczby elektrowni wiatrowych, zarówno tych morskich, jak i lądowych, które w niedalekiej przyszłości (uwzględniając 20-25-letni okres użytkowania) stanowią będą ogromny potencjał materiałowy do zagospodarowania po zakończonym cyklu życia [Kasner, 2016]. Jak dotąd etap zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowych nie został dostatecznie uformowany i konieczne jest wdrażanie nowych technologii i rozwiązań użytkowego zagospodarowania materiałów i elementów elektrowni wiatrowych, szczególnie dotyczących materiałów łopaty elektrowni wiatrowej, które najczęściej trafiają na składowiska odpadów lub poddawane są spalaniu z odzyskiem energii [Albers i in., 2009; Beauson i in., 2014; Flizikowski i in., 2018; Tomporowski i in. 2018b; Ratner i in., 2020], co stanowi ostatni priorytet postępowania z odpadami w założeniach gospodarki obiegu zamkniętego. Pożądane postępowanie z odpadami z elektrowni wiatrowych uwarunkowane jest nie tylko zapisami w dyrektywie o gospodarowaniu odpadami i ich unieszkodliwianiu i idei gospodarki obiegu zamkniętego, ale także dyrektywami ‘Restrictions of Hazardous Substances’ [European Parliament, 2011] oraz ‘Waste of Electrical and Electronic Equipment’ [Farrell i in., 2020].

Rozważając potencjał materiałowy wykorzystywany do budowy elektrowni wiatrowych, należy wskazać ogromne ilości stali, tworzyw sztucznych i betonu jako materiały o największym skumulowanym negatywnym oddziaływaniu środowiskowym. Całkowita masa materiałów i elementów elektrowni wiatrowych

o mocy około 2 MW wynosi ok. 1500–2000 t, co przy założeniu 90% poziomu recyklingu będzie generowało 150–200 ton odpadów [Karavida i Nõmmik, 2015]. W skali świata dla 341 000 turbin wiatrowych (dane za 2017 r.) [Frangoul, 2017] dałoby to 5,115 mln ton odpadów zalegających na składowiskach, biorąc pod uwagę odpady tylko z etapu zakończenia cyklu życia. Przy założeniu ciągle rosnącej liczby turbin bez wprowadzenia odpowiednich rozwiązań przetworzenia odpadów problem zalegających tworzyw na składowiskach będzie się ciągle powiększał. Oprócz tworzyw użytkowych odpady generowane są także na pozostałych etapach cyklu życia. Podczas produkcji efektywność przetwarzania materiałów nie jest równa 100%. Dla przykładu, do wytworzenia elektrowni wiatrowej o masie 300 t potrzeba znacznie ponad 300 t materiałów i surowców [Karavida i Nõmmik, 2015]. Konieczne jest więc zwiększanie efektywności materiałowej procesów produkcyjnych w celu zmniejszenia zapotrzebowania na materiały, a także generowanej ilości odpadów [Karavida i Nõmmik, 2015]. Istotne jest również, aby obsługa i utrzymanie w zdadności zadaniowej zespołów i elementów elektrowni wiatrowych na etapie użytkowania były jak najmniej energo- i materiałochłonne. Osiągnięcie zmniejszenia nakładów materiałowych w cyklu życia elektrowni wiatrowej może być zrealizowane przez [Sánchez i in., 2014; Karavida i Nõmmik, 2015]:

- projektowanie zespołów i elementów efektywnych materiałowo,
- projektowanie zespołów i elementów w kierunku poprawy ich eksploatacyjności, naprawialności i recyklingu,
- wdrażanie nowych zaawansowanych, wysokoefektywnych materiałowo procesów i technologii wytwórczych w celu minimalizacji odpadów produkcyjnych,
- zwiększanie efektywności elektrowni wiatrowych przez wdrażanie konstrukcji łatwiejszych do naprawy, konserwacji, regeneracji,
- wybór materiałów o niższych oddziaływaniach środowiskowych.

#### **2.4.3. Naprawa**

Zapewnienie odpowiedniego serwisu zespołów oraz elementów elektrowni wiatrowej jest nieodzownym elementem jej poprawnego funkcjonowania oraz oszczędności materiałów. Monitorowanie stanu technicznego oraz regularne obsługi i naprawy pozwalają zapobiegać występowaniu awarii kluczowych zespołów elektrowni wiatrowych, takich jak: przekładnie, łopaty, generator, lub pozwalają na szybkie wykrycie wad i usterek, co przyczynia się do wydłużenia czasu użytkowania i zmniejszenia częstości wymian elementów uszkodzonych, a w konsekwencji prowadzi do racjonalnego zmniejszenia energo- i materiałochłonności na etapie użytkowania, co wynika wprost z założeń gospodarki obiegu zamkniętego. Dodatkowo elementy poddawane starannej obsłudze i konserwacji będą mogły zostać poddane regeneracji przy mniejszych kosztach i nakładzie

pracy, materiałów i energii. Szacuje się, że proces regeneracji użytkowych elementów turbin wiatrowych, w których zabiegi konserwacyjne nie były regularnie przeprowadzane, wydłuża się nawet o 3 miesiące, a koszty wzrastają o 33% [Karavida i Nõmmik, 2015]. Badania wykazały, że podsystemami, które najczęściej ulegają awarii, są: układ elektryczny, sterowania, hydrauliczny oraz łopaty wirnika [Paska i Surma, 2012; Karavida i Nõmmik, 2015]. Działania, które należałoby podjąć dla zmniejszenia odpadów to:

- opracowanie technologii obsługi i serwisu o możliwie najniższej konsumpcji materiałów i energii,
- wydłużanie cyklu istnienia elementów i zespołów, a także całych obiektów, tak, aby jak najdłużej wykorzystywać potencjał materiałowy,
- stosowanie zespołów o możliwie łatwej wymianie elementów i dużej liczbie elementów wymiennych, tak aby wymianom podlegały poszczególne części, a nie całe zespoły,
- ciągle monitorowanie stanu maszyny w celu eliminowania i wczesnego wykrywania awarii i usterek.

#### **2.4.4. Ponowne wykorzystanie**

Zakończenie cyklu życia elektrowni wiatrowej następuje zazwyczaj po 25 latach, mimo że konstrukcja turbiny jest w dalszym ciągu sprawna. Przyczyną takiego stanu jest głównie zwiększenie kosztów eksploatacyjnych napraw i wymian elementów po 25 latach użytkowania, a przede wszystkim możliwość zastąpienia starej turbiny nową o większej produktywności, co zwiększa możliwości wytwarzania energii elektrycznej z wiatru w danej korzystnej lokalizacji [Karavida i Nõmmik, 2015; Piel i in., 2019; Syed i in., 2020; Kasner i Bałdowska-Witos, 2021].

Turbiny użytkowe bardzo często trafiają na rynek wtórny i są sprzedawane jako używane, przez co mogą służyć po odpowiednich zabiegach konserwacyjno-regeneracyjnych przez następne kilka, a nawet kilkanaście lat. W Polsce są farmy wiatrowe powstałe z używanych turbin wiatrowych zdemontowanych w Niemczech, Danii czy Holandii. Głównymi dystrybutorami używanych turbin wiatrowych są właśnie wspomniane wcześniej kraje oraz Wielka Brytania i Włochy, w których instalacje energetyki wiatrowej stanowią znaczny odsetek w produkcji energii elektrycznej [Serri i in., 2018]. Aspektem przemawiającym za ponownym wykorzystaniem turbin po demontażu jest przede wszystkim oszczędność materiałów i surowców. Korzyścią dla inwestorów jest także zdecydowanie niższa cena turbiny oraz krótszy okres oczekiwania na dostawę turbiny niż w przypadku nowych turbin, dla których okres ten wynosi ok. 2 lat. Problemem jest z kolei brak dostępnej wiedzy na temat czasu dalszego użytkowania turbiny używanej, jej trwałości oraz zmian efektywności i produktywności po 25 latach pierwszego etapu użytkowania. Możliwy jest także wzrost kosztów eksploatacji ze względu na konieczność częstszych wymian lub napraw starzejących się elementów, lecz



także trudności w pozyskaniu środków na inwestycję z instytucji finansujących czy wspomagających oraz banków [Daubney, 2013; Karavida i Nõmmik, 2015].

#### **2.4.5. Odnowa**

Procesy odnowy związane są ściśle z naprawą oraz powtórным wykorzystaniem materiałów i elementów. W procesach odnowy i regeneracji możliwe jest odzyskanie do ponownego wykorzystania większych układów przez wymianę uszkodzonych części i zespołów, co często wiąże się z przywróceniem pierwotnej funkcjonalności, a nawet jej poprawą przez zastosowanie ulepszonych zespołów [Karavida i Nõmmik, 2015; „Circular Economy Toolkit”, b.d.]. Dzięki regeneracji możliwe jest otrzymanie obiektu o właściwościach urządzenia nowego (po wykonaniu odpowiednich zabiegów: demontażu, odbudowy, naprawy, wymiany). Regeneracji względnie odnowie najczęściej poddaje się przekładnię główną, w której wymieniane są łożyska i uszczelnienia, generator (najczęściej wymieniane są łożyska, generator jest przezwajany i ponownie izolowany), wirnik (wyważenie), łopaty (wyważenie oraz naprawa zewnętrznej powłoki), wieżę (malowanie, naprawa ewentualnych pęknięć), płytę podstawy wraz z gondolą (odnowa powłoki, malowanie, naprawa uszkodzeń warstwy zewnętrznej) [Ortegon i in., 2013]. Przeprowadzanie regeneracji może przyczynić się do oszczędności energii, materiałów i surowców oraz zmniejszenia emisji CO<sub>2</sub>, co zaobserwowano dla procesów regeneracji i odnowy w innych branżach przemysłu [Karavida i Nõmmik, 2015].

Regeneracja turbiny wiatrowej wymaga jej wcześniejszego demontażu. Ze względu na gabaryty elementów elektrowni wiatrowych (np. łopat) demontaż musi zostać wykonany na miejscu, ponieważ możliwości transportu elementów wielkogabarytowych są ograniczone. Konieczne jest zatem skierowanie odpowiedniego zespołu serwisowego do przeprowadzenia demontażu – po wstępnej analizie celowości – i niestety wiąże się ze sporymi nakładami finansowymi, energetycznymi i materiałowymi [Ortegon i in., 2013; Karavida i Nõmmik, 2015].

Pomimo że w procesach regeneracji zespołom i elementom elektrowni wiatrowej przywraca się właściwości nowych urządzeń, to niewiadomą pozostaje trwałość regenerowanych elementów, choć żywotność elektrowni wiatrowych po regeneracji szacuje się na 10–15 lat [Ortegon i in., 2013; Karavida i Nõmmik, 2015]. Kluczowe wydaje się być sposób demontażu, przetworzenia i ponownego montażu, które powinny charakteryzować się jak najwyższą precyzją dla zachowania odpowiedniej jakości elementów. Aby zapewnić sprawną regenerację względnie odnowę turbin wiatrowych, zaleca się:

- opracowanie technologii montażu, demontażu regeneracji o możliwie najniższej konsumpcji materiałów i energii,
- projektowanie i stosowanie konstrukcji przystosowanych do demontażu i regeneracji, co będzie skutkowało przyspieszeniem tych procesów oraz zmniejszało ryzyko uszkodzenia elementów.

### 2.4.6. Recykling

Dominującymi materiałami wykorzystywanymi do budowy elektrowni wiatrowych są: beton, stal i tworzywa sztuczne [Vestas Wind Systems A/S, 2006; Kasner, 2016]. W tabeli 2.1 przedstawiono procentowe wartości materiałów elektrowni wiatrowych poddawanych recyklingowi. Szacuje się, że 90% (lub nawet 95%) stali może zostać odzyskane w procesach recyklingu po zakończonym cyklu życia elektrowni wiatrowych, a pozostałe 10% (lub odpowiednio 5%) trafia na składowisko odpadów [Vestas Wind Systems A/S, 2006; Tazi i in., 2019].

Tabela 2.1. Sposoby zagospodarowania użytkowego materiałów i elementów pochodzących z EW (opracowanie własne na podstawie [Tazi i in., 2019])

Material	Metoda zagospodarowania (% materiałów kończących cykl życia)		
	recykling	składowanie	spalanie
Stal	90%	10%	-
Aluminium	90%	10%	-
Miedź	90%	10%	-
Tworzywa polimerowe	-	50%	50%
Smary	-	-	100%
Pozostałe (w tym beton)	-	100%	-

Możliwość recyklingu tak dużego odsetka stali wynika przede wszystkim z prostoty przetwarzania i odzysku oraz opracowanych już technologii, które wymagają stosunkowo niewielkich nakładów. Ważny aspekt stanowi także ukształtowany rynek przetwórców oraz podmiotów wykorzystujących stal ponownie [Karavida i Nõmmik, 2015; Bembek, 2020]. Nadmienić należy, że trudniejsze w odzysku są metale ziem rzadkich, których używa się w budowie generatorów.

Głównym źródłem użytkowych materiałów polimerowych pochodzących z turbin wiatrowych są łopaty. Do ich budowy łopat stosuje się kompozyty żywic epoksydowych oraz włókna szklanego lub węglowego, które trudno przetworzyć z uwagi na ich właściwości [Karavida i Nõmmik, 2015; Kasner i in., 2015; Tomporowski i in., 2018b]. W przypadku materiałów polimerowych maksymalnie 50% poddawanych jest spalaniu z odzyskiem energii, a reszta po mechanicznym zmniejszeniu wymiarów może być ponownie wykorzystana jako napełniacz lub jest przekazywana na składowiska odpadów [Razdan i Garrett, 2019; Tazi i in., 2019; Beauson i in., 2022].

W skali globalnej recykling łopat stanowi wyzwanie. Szacuje się, że przy obecnym tempie wzrostu liczby nowych instalacji energetyki wiatrowej do 2034 roku rocznie trzeba poddawać recyklingowi nawet 225 000 ton materiałów polimerowych [Karavida i Nõmmik, 2015]. Część łopat po odpowiedniej regeneracji



może być ponownie instalowana, choć ich wytrzymałość na obciążenia ulega pogorszeniu. Płyny chłodnicze oraz smary stanowią wsad w piecach przemysłowych do wytwarzania betonu. Beton najczęściej zostaje poddawany składowaniu [Tazi i in., 2019]. Biorąc pod uwagę możliwości powtórnego zagospodarowania i recyklingu materiałów i tworzyw konstrukcji elektrowni wiatrowych, należy stwierdzić, że w dalszym ciągu stanowią one wyzwanie i powinny być rozwijane, a samo zagospodarowanie użytkowe materiałów i elementów powinno być uwzględniane już na etapie użytkowania zgodnie z ideą eco-designu [Ratner i in., 2020]. Praktyczne stosowanie idei gospodarki obiegu zamkniętego może w znaczący sposób przyczynić się do osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju dotyczących wprowadzania wzorów zrównoważonej produkcji i konsumpcji oraz do obniżenia środowiskowych oddziaływań cyklu życia elektrowni wiatrowych przez wskazanie wytycznych do postępowania z obiektami kończącymi cykl życia [Ratner i in., 2020].

W obszarze recyklingu materiałów i elementów elektrowni wiatrowej postuluje się przede wszystkim:

- wdrażanie wysokoefektywnych i niskoemisyjnych form przetwarzania surowców,
- zwiększanie możliwości recyklingu materiałów i elementów przez innowacje w zakresie składu materiałów,
- opracowanie nowych, skutecznych technologii przetwarzania materiałów polimerowych lub metod ich ponownego wykorzystania.

## **2.5. Zakończenie cyklu życia elektrowni wiatrowych**

### **2.5.1. Uwarunkowania zakończenia cyklu życia**

Zakończenie cyklu życia elektrowni wiatrowych uzależnione jest przede wszystkim od wcześniejszych etapów, tj. wytwarzania (strategii w doborze materiałów czy przyjmowaniu założeń wytrzymałościowych) i użytkowania (odpowiedni serwis, terminowe wymiany i obsługi, wpływ warunków środowiskowych) oraz strategii producentów i właścicieli elektrowni wiatrowych co do zagospodarowania materiałów i elementów z elektrowni wiatrowych kończących cykl życia. Producenci elektrowni wiatrowych szacują zwykle ich trwałość na 25 lat i w większości przypadków po tym okresie elektrownie zostają zdemontowane [McCulloch i in., 2000; Siemens AG, 2014; Shafiee i in., 2016; Jensen, 2016; Piasecka i in., 2019; Kasner i in., 2020]. Biorąc jednak pod uwagę założenia gospodarki obiegu zamkniętego, demontaż i recykling materiałów stanowią jedno z ostatnich w sekwencji działań z materiałami użytkowymi, szczególnie że wiele zespołów i elementów konstrukcyjnych elektrowni wiatrowych może pracować dalej przez następnych kilkanaście lat [Jensen, 2016; Flatland i in., 2019; Kasner i in., 2020]. Trwałość fundamentów (w pracy wskazano, że trwałość fundamentowania morskich elektrowni wiatrowych może wynosić nawet 100 lat),

wieży, gondoli, generatorów jest znacznie większa niż okres referencyjnej trwałości całego obiektu, więc po wymianie i regeneracji łopat i przekładni ta sama elektrownia wiatrowa może efektywnie działać znacznie dłużej. Pozwolić to może na zaoszczędzenie materiałów, surowców i energii do wytwarzania elementów (zamiast całej nowej elektrowni wykorzystuje się tylko kilka nowych elementów), co dodatkowo może wpływać na zmniejszenie szkodliwego oddziaływania środowiskowego produkcji energii w elektrowniach wiatrowych [Kasner i in., 2020]. Modernizacje, wymiany elementów elektrowni wiatrowej i zastępowanie ich nowymi oraz wydłużanie czasu eksploatacji wpisują się w założenia zrównoważonego rozwoju, a w szczególności w realizację hasła: „Europa efektywnie korzystająca z zasobów” [Komisja Europejska, 2011; Kasner i in., 2020]. Zmiany w zarządzaniu cyklem istnienia elektrowni wiatrowej ukierunkowane są przede wszystkim na nieszkodliwość, efektywność, jakość i oszczędność surowców, co spowodowało pojawienie się nowych opcji zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowej poza wycofaniem z eksploatacji. Obecnie jako trzy główne strategie postępowania z elektrowniami wiatrowymi na etapie zakończenia cyklu życia wskazuje się: wycofanie z eksploatacji, przedłużanie cyklu życia przez odpowiednie zabiegi (odnowy, regeneracji, napraw) oraz repowering [Luengo i Kolios, 2015; Kasner i in., 2020; Lacal-Arántegui i in., 2020] (Tab. 2.2).

Jak wspomniano wcześniej, najczęstszą praktyką postępowania z elektrowniami wiatrowymi kończącymi cykl życia jest ich wycofanie z eksploatacji. Zastosowanie innych form, tj. przedłużenia cyklu życia czy repoweringu, uzależnione jest w dużej mierze od stanu technicznego elementów, korzyści finansowych (opłacalności) oraz możliwego zwiększenia produktywności po wymianie elementów [Himpler i Madlener, 2012; Topham i in., 2019]. Analiz w tym zakresie jest niewiele. Z badań dotychczas prowadzonych na świecie w zakresie możliwości technicznych, opłacalności inwestycji i zagadnień prawnych wynika, że zarówno repowering, jak i przedłużanie cyklu życia elektrowni wiatrowych przynoszą korzyści finansowe i mogą poprawiać produktywność energii z wiatru w danej lokalizacji [Ziegler i in., 2018; Piel i in., 2019; Sun i in., 2019; Lacal-Arántegui i in., 2020]. W zależności od zakresu wykonanych zabiegów przedłużania cyklu życia mogą one poprawiać produktywność lub przywracać elektrownie wiatrowe do stanu pierwotnej funkcjonalności bez wyraźnej poprawy wskaźników produkcji energii elektrycznej (Tab. 2.2). W pracy Martíneza i innych [2018] zwrócono także uwagę na korzyści środowiskowe płynące z korzystania z alternatywnych scenariuszy zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowych w postaci zmniejszenia środowiskowych oddziaływań i zużycia surowców.

Tabela 2.2. Strategie postępowania z elektrowniami wiatrowymi kończącymi cykl życia (opracowanie własne na podstawie [Greenbyte AB, 2020; Kasner i in., 2020])

Strategia		Zakres działań	Wpływ na produktywność
Wycofanie z eksploatacji		demontaż turbiny wiatrowej i poddanie jej elementów recyklingowi lub składowaniu	NIE
Przedłużanie cyklu życia	rozbudowa/ulepszenie	odnowienie elementów systemu lub wymiana na nowe	TAK(+)/NIE
	unowocześnienie	unowocześnienie elementów przez wymianę lub dodanie nowych elementów do już istniejących	TAK(+)/NIE
	odnowa	wymiana zużytych elementów i zespołów w celu przywrócenia do pierwotnej funkcjonalności	NIE
	remont kapitalny	kompletna inspekcja turbiny połączona często z demontażem i remontem elementów i zespołów	TAK(+)/NIE
	modernizacja	obejmuje odnowy, unowocześnienia, wymiany i inspekcje elementów i zespołów	TAK(+)/NIE
Repowering		wymiana elektrowni wiatrowej na nową	TAK
Symbol (+) oznacza wzrost produktywności po wykonaniu zabiegów mających na celu przedłużenie cyklu życia elektrowni wiatrowych			

Potencjał turbin wiatrowych kończących cykl życia w państwach Unii Europejskiej jest znaczący [Karoui i in., 2019; Madlener i in., 2019]. Szacuje się, że znaczna część zainstalowanych turbin wiatrowych zakończy działanie w latach 2020–2030 [Windeurope, 2017]. Już w 2017 r. w tej grupie znalazły się turbiny wiatrowe o łącznej mocy zainstalowanej ok. 3,3 GW, a kolejne 18 GW stanowiły turbiny 15–19-letnie [Lacal-Arántegui i in., 2020]. Dalsze 33 GW to turbiny mające 10–14 lat [Lacal-Arántegui i in., 2020], dla których w perspektywie najbliższych 10 lat trzeba będzie opracować odpowiedni najbardziej zrównoważony scenariusz zakończenia cyklu ich życia [Martínez i in., 2018; Villena-Ruiz i in., 2018]. Dane powyższe uwiadcniają skalę problemu zagospodarowania poużytkowych elementów elektrowni wiatrowych i konieczność wprowadzenia wytycznych/zaleceń pozwalających dokonać wyboru scenariusza zakończenia ich cyklu życia o najmniejszej szkodliwości środowiskowej i ilości generowanych odpadów.

Działania w zakresie przeprowadzania zrównoważonych scenariuszy postępowania z elektrowniami wiatrowymi kończącymi cykl życia winny pozwolić na [Kasner i in., 2020]: ograniczenie emisji (np. dwutlenku węgla) oraz zużycia zasobów naturalnych i energii na jednostkę wyprodukowanej energii elektrycznej,

ograniczenie intensywności zużycia zasobów przy wytworzeniu instalacji energetyki wiatrowej, działanie na rzecz większego bezpieczeństwa energetycznego przez wydłużanie czasu eksploatacji i dostępności elektrowni wiatrowych. Podejmowano już działania w celu opracowania systemów wspomagania decyzji dla operatorów elektrowni wiatrowych o sposobie zakończenia cyklu życia, które obejmują dane o topografii terenu, zasobach wiatru, opłacalności inwestycji w kontekście trzech wymienionych sposobów zakończenia cyklu życia [Piel i in., 2019]. Koniecznym uzupełnieniem analizy tych systemów byłyby dane dotyczące środowiskowych oddziaływań proponowanych scenariuszy oraz przepływu materiałów w kontekście gospodarki obiegu zamkniętego.

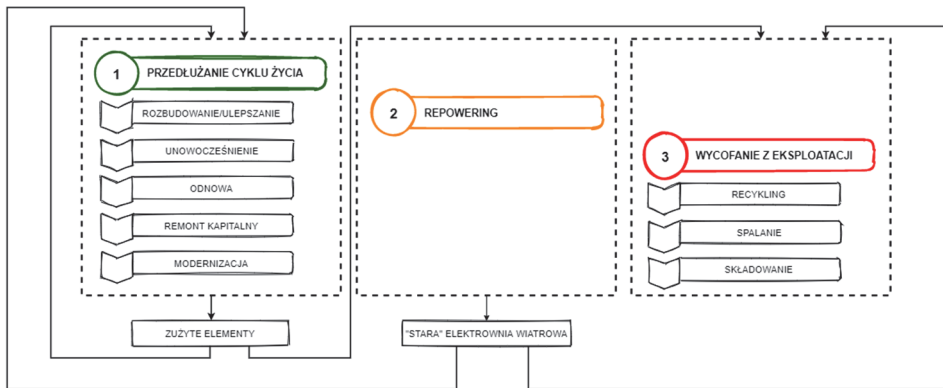
### **2.5.2. Wycofanie z eksploatacji**

Wycofanie z eksploatacji jest określane jako zbiór działań polegających na zakończeniu użytkowania obiektu technicznego wraz z przywróceniem otoczenia (lokalizacji) do stanu pierwotnego sprzed rozpoczęcia realizacji projektu [Topham i in., 2019]. Wycofanie z eksploatacji obejmuje więc działania związane z demontażem turbiny wraz z fundamentami i infrastrukturą towarzyszącą i przekazaniem jej elementów do dalszego przetwarzania [Ziegler i in., 2018; Piel i in., 2019; Sun i in., 2019; Lacal-Arántegui i in., 2020], zgodnie ze schematem przedstawionym na rysunku 2.6.

Pierwszy etap procedury wycofania z eksploatacji stanowi planowanie i zarządzanie procesem likwidacji z uwzględnieniem czasu i kosztów w celu wyboru możliwie najbardziej wydajnego i zrównoważonego rozwiązania [Topham i McMillan, 2017]. Kolejny krok to demontaż turbiny wraz z podziałem na elementy. Zakłada się że nakłady energetyczne i materiałowe podczas demontażu są równe tym poniesionym podczas montażu elektrowni wiatrowych [Luengo i Kolios, 2015]. W kolejnym kroku następuje selekcja materiałów. W zależności od stopnia zużycia część materiałów może być ponownie wykorzystana po realizacji odpowiednich procesów regeneracji lub poddana recyklingowi. W procesie likwidacji zespołów elektrowni wiatrowej, ich potencjał materiałowy i energetyczny należy zagospodarować, np. przez składowanie, recykling lub spalanie [Luengo i Kolios, 2015]. W takim ujęciu korzyści i obciążenia środowiskowe występujące dla tego scenariusza zakończenia cyklu życia będą zależne od skuteczności, zaawansowania i środowiskowych oddziaływań zastosowanych metod poużytkowego zagospodarowania dla materiałów i elementów zgodnie z hierarchią postępowania z odpadami (Rys. 2.5) i założeniami gospodarki obiegu zamkniętego (Rys. 2.7).

Scenariusz ostatecznego wycofania z eksploatacji można uznać za najważniejszy, gdyż każdy z pozostałych scenariuszy w pewnym momencie będzie musiał przewidywać zakończenie i wycofanie z eksploatacji elementów nienadających się to powtórnego wykorzystania [Topham i in., 2019]. Każdy z elementów po pewnym czasie będzie musiał zostać poddany procesowi likwidacji, ponieważ jest to ostateczna faza cyklu istnienia obiektów, będąca swoistym przeciwieństwem

fazy wytwarzania [Topham i in., 2019]. Zależność hierarchiczną pomiędzy scenariuszami przedłużania cyklu życia i repoweringu a procesem wycofania z eksploatacji z uwzględnieniem założeń gospodarki obiegu zamkniętego (tj. od procesu najbardziej pożądanego – prowadzącego do oszczędności surowców – do najmniej pożądanego) przedstawiono na rysunku 2.8.



Rys. 2.8. Hierarchia scenariuszy zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowej w kontekście gospodarki obiegu zamkniętego (opracowanie własne)

Mając na uwadze założenia dyrektywy o unieszkodliwianiu odpadów oraz idee gospodarki obiegu zamkniętego, racjonalne wydaje się być sprawdzenie możliwości przedłużenia cyklu życia elektrowni wiatrowej lub repoweringu przed dokonaniem całkowitej likwidacji instalacji energetyki wiatrowej. Niewielka liczba dostępnych badań i opracowań poświęcona tym zagadnieniom, a także niepewność co do trwałości elementów mogą powodować, że proces decyzyjny w wyborze scenariusza zakończenia cyklu życia będzie złożony [Topham i in., 2019]. Dodatkowym utrudnieniem w opracowaniu skutecznych metod likwidacji obiektów jest różnorodność konstrukcyjna wież (wieże stalowe, betonowe, kratownicowe), fundamentów (fundamenty lądowych elektrowni wiatrowych, posadowienia morskich elektrowni, w tym posadowienia stałe i pływające), układów napędowych (napędy przekładniowe i bezpośrednie) stosowanych w elektrowniach wiatrowych, co powoduje, że dla każdego projektu proces likwidacji musi być opracowywany indywidualnie [Topham i McMillan, 2017].

Osiągnięcie zrównoważonych procesów wycofania z eksploatacji można uzyskać przez zwiększanie ponownego wykorzystania elementów oraz podwyższanie efektywności procesów recyklingu. W tym celu konieczna jest identyfikacja ilościowa potencjału materiałowego pochodzącego z likwidowanych elektrowni wiatrowych i opracowanie strategii postępowania z odpadami. Ważną kwestią jest także oszacowanie wpływu kosztów recyklingu na ogólne koszty procesów likwidacji elektrowni wiatrowych, przy dążeniu do obniżania tych kosztów [Topham i in., 2019].

### 2.5.3. Przedłużenie żywotności

Przedłużanie żywotności definiowane jest jako użytkowanie elektrowni wiatrowej przez okres dłuższy niż projektowany, przy założeniu, że zachowana będzie trwałość konstrukcyjna i poziom bezpieczeństwa [Ziegler i in., 2018; Topham i in., 2019]. Dla przedłużenia żywotności konieczne jest często wykonywanie zabiegów przywracających funkcjonalność elektrowni wiatrowej przez wymianę zużytych elementów na nowe. Obejmuje więc ono zakres modernizacji części mechanicznych, a także systemów sterowania (tabela 2.2) [Flatland i in., 2019; Kasner i in., 2020; Mishnaevsky, 2021]. Niestety prowadzi to do podwyższenia kosztów eksploatacyjnych turbiny wiatrowej [Topham i in., 2019].

Ważność problematyki przedłużania cyklu życia podkreśla fakt, że w ostatnim czasie wydane zostały wytyczne oceny możliwości przedłużania cyklu życia w oparciu o pomiary i diagnostykę [Ziegler i in., 2018]. Wytyczne te zostały wprowadzone m.in. przez firmy specjalizujące się w serwisowaniu elektrowni wiatrowych, tj. DNV GL [DNV GL AS, 2016], Megawind [Megawind, 2016], a także przez Niemieckie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej [Ziegler i in., 2018]. W wymienionych dokumentach zawarto m.in. zalecenia dotyczące przeprowadzania inspekcji stanu technicznego poszczególnych elementów oraz konieczności oszacowania ich trwałości i bezpieczeństwa [DNV GL AS, 2016; Megawind, 2016; Ziegler i in., 2018].

Procedura DNV GL wyróżnia inspekcję w celu określenia możliwości przedłużania cyklu życia oraz metody: uproszczoną, zaawansowaną i probabilistyczną oceny i planowania strategii napraw, odnow, obsługi i konserwacji. Wszystkie te metody zawierają część analityczną obejmującą obliczenia wytrzymałościowe, obciążeniowe, niezawodnościowe oraz część praktyczną zawierającą inspekcje wizualne oraz badania i analizę danych z programów monitorujących typu SCADA. W wyniku zastosowania zaawansowanej i probabilistycznej metody otrzymuje się specyfikację dotyczącą możliwości wydłużenia cyklu życia wraz z zakładanym poziomem niezawodności, wytyczne co do interwałów czasowych i zakresu wykonywania kontroli stanu technicznego i niezbędnych wymian, określenie ograniczeń i warunków niezbędnych do przedłużenia czasu eksploatacji (np. wymiana komponentów, unowocześnienie systemów sterowania, regeneracja powłok zewnętrznych) [DNV GL AS, 2016]. W tym kontekście należy podkreślić znaczenie badań diagnostycznych oraz modeli przewidywania stanu technicznego na podstawie występujących awarii, co również znajduje swoje odzwierciedlenie w wielu publikacjach dotyczących tego zagadnienia [Ziegler i in., 2018].

Najbardziej szczegółowa i obszerna inspekcja powinna dotyczyć zespołów krytycznych z punktu widzenia produktywności i bezpieczeństwa, tj. generatora i łopat [Luengo i Kolios, 2015], choć pozostałe elementy również nie mogą zostać pominięte. Prowadzone badania i analizy wskazują na możliwości dalszego użytkowania przez kilka kolejnych lat szczególnie fundamentów oraz wieży elektrowni wiatrowej [Amiri i in., 2019]. Decyzja o przedłużeniu cyklu życia nie może



zostać podjęta bez wcześniejszej analizy dotychczasowych awarii, oceny ryzyka i czynników, które mogą oddziaływać na koszty obsługi i utrzymania [Luengo, Kolios, 2015; DNV GL AS, 2016]. Zgodnie z danymi opublikowanymi przez IRENA (*International Renewable Energy Agency*) koszty elementów zamiennych dla elektrowni wiatrowej zwykle nie przekraczają 20% ceny nowej turbiny wiatrowej [IRENA, 2012], np. 5% to koszt piasty wirnika, ok. 20% – nowych łopatek [Luengo i Kolios, 2015].

Analizy prowadzone w zakresie wpływu zużycia i degradacji elementów elektrowni wiatrowej wykazały, że w ciągu 20-letniego okresu działania ich produktywność spada o ok. 12%, powodując nieznaczne obniżenie opłacalności inwestycji oraz wzrost kosztu wytwarzania energii elektrycznej przez te obiekty o ok. 9% [Staffell i Green, 2014]. Biorąc pod uwagę powyższe analizy dotyczące możliwości wytwórczych, należy stwierdzić, że wydłużenie cyklu życia elektrowni wiatrowych o kolejną dekadę lub nawet 25 lat po odpowiednich zabiegach przywracających funkcjonalność nie wiązałoby się z drastycznym spadkiem produktywności i wzrostem kosztów wytwarzania energii elektrycznej, istotnymi w kontekście opłacalności inwestycji.

Przedłużanie cyklu życia okazuje się korzystne dla środowiska, co stwierdzono m.in. w raporcie wykonanym na zlecenie firmy GAMESA, w którym przedstawiono analizę cyklu życia elektrowni wiatrowej o mocy 2 MW z uwzględnieniem scenariuszy 5- i 10-letniego wydłużenia czasu jej użytkowania (scenariusz podstawowy zakładał 20-letni etap użytkowania). W analizach uwzględniono dodatkową obsługę, konserwację, naprawy i transport, choć nie wskazano szczegółowego zakresu zabiegów przedłużających użytkowanie. Wyniki wykazały, że możliwe jest osiągnięcie obniżenia środowiskowych oddziaływań o ok. 20-25% w przypadku przedłużenia cyklu życia o 5 lat i 30-40% spadek oddziaływań środowiskowych w przypadku przedłużenia użytkowania o 10 lat [Pereg i Fernandez de la Hoz, 2013]. Kluczowe wydaje się być znalezienie optymalnego czasu przedłużenia cyklu życia gwarantującego spadek środowiskowych oddziaływań, utrzymanie opłacalnego poziomu produktywności i kosztów eksploatacji. Poza przytoczonymi przykładami brak jest analiz dotyczących środowiskowych aspektów przedłużania cyklu istnienia elektrowni wiatrowych. Niniejsza praca ma na celu uzupełnić tę wiedzę w obszarze zarówno środowiskowych oddziaływań, jak i ocen efektywności energetycznej, środowiskowej oraz społecznej.

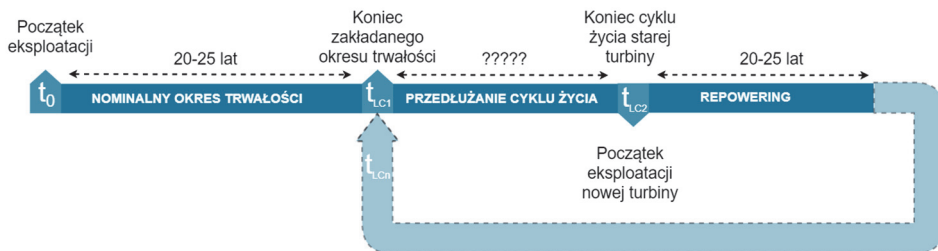
Istotne dla przedłużania cyklu życia elektrowni wiatrowych jest odpowiednie zarządzanie procesami obsługi i konserwacji oraz bieżące monitorowanie stanu technicznego najbardziej wrażliwych zespołów. W celu obniżenia kosztów eksploatacji i uniknięcia kosztownych awarii (często związanych z długoterminowym przestojem) w elektrowniach wiatrowych wdrażane są strategie obsługi według stanu technicznego (CBM – *Condition Based Maintenance*) bazujące na systemach monitorowania stanu elementów konstrukcyjnych (SHM – *Structural Health Monitoring*) oraz monitorowania stanu technicznego zespołów (CM – *Condition Monitoring*), co pozwala na planowanie przeglądów i napraw w oparciu

o uzyskane wyniki pomiarów [Besnard i in., 2010; Griffith i in., 2012; Luengo i Kolios, 2015]. Taka forma zarządzania procesami obsługi i konserwacji umożliwia przede wszystkim na szybkie wykrycie wad i usterek, zapobieganie awariom, zwiększanie wydajności, zmniejszanie kosztów eksploatacji, a także wydłużanie żywotności.

W kontekście przedłużania żywotności elementów konstrukcyjnych nie bez znaczenia będzie także poziom obciążeń w trakcie użytkowania. Jak wskazano w pracy Griffitha i innych [2014] zmniejszenie obciążeń o 10% w przypadku łopaty może wydłużyć ich trwałość zmęczeniową nawet 3-krotnie, przy nieznacznej stracie mocy turbiny o ok. 5%. Rozpatrując ten aspekt, wskazane byłoby określenie zależności pomiędzy możliwościami przedłużania cyklu życia elementów a obciążeniami i ich wpływem na produktywność elektrowni wiatrowych.

Bez odpowiedzi pozostaje pytanie: na jaki okres można wydłużyć cykl życia elektrowni wiatrowych, biorąc pod uwagę trwałość elementów, opłacalność, produktywność i oddziaływania środowiskowe? Rozważania na temat czasu czy momentu zakończenia cyklu życia, z uwagi na opłacalność, ale dla repoweringu, przeprowadziło NREL (*National Renewable Energy Laboratory*) w USA, opracowując proste narzędzie pozwalające na kalkulację wieku turbiny, zapewniającego opłacalność repoweringu [Villena-Ruiz i in., 2018]. W świetle założeń gospodarki obiegu zamkniętego wspomniane narzędzie powinno uwzględniać także scenariusz wydłużenia cyklu życia poprzedzający repowering – jako kolejny z pożądanych scenariuszy zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowych (Rys. 2.9).

Samo przedłużanie cyklu życia może być realizowane do momentu całkowitej degradacji konstrukcji lub do momentu, kiedy nie będzie możliwości wymiany elementów i podzespołów w przypadku ich dezaktualizacji. Gdy nie ma możliwości dalszego przedłużenia cyklu życia, powinien nastąpić repowering (częściowy lub pełny). Teoretycznie przedłużanie cyklu życia, a następnie repowering mogłyby być wykonywane w danej lokalizacji nieokreśloną ilość razy w nieskończonej perspektywie czasowej.



Rys. 2.9. Cykl życia elektrowni wiatrowej z uwzględnieniem scenariusza przedłużania żywotności i repoweringu (opracowanie własne)



#### 2.5.4. Repowering

Ideą repoweringu jest posadowienie nowej elektrowni wiatrowej o większej mocy w miejscu istniejącej, która zakończyła cykl życia [Luengo i Kolios, 2015; Martínez i in., 2018; Serri i in., 2018; Villena-Ruiz i in., 2018; Flatland i in., 2019; Karoui i in., 2019; Madlener i in., 2019; Manchado i in., 2019; Sun i in., 2019; Hu i in., 2020; Lacial-Aránategui i in., 2020; Syed i in., 2020]. Następuje to zazwyczaj po zakładanym 20-25-letnim okresie użytkowania. Repowering stosuje się najczęściej w lokalizacjach o wysokich prędkościach wiatru, w celu podwyższenia wykorzystania potencjału energetycznego przemieszczającej się strugi powietrza i produktywności elektrowni wiatrowych [Syed i in., 2020].

Repowering zazwyczaj obejmuje całą strukturę elektrowni, tj. fundamenty, wieżę, gondolę itd., i określany jest jako pełny repowering [Syed i in., 2020]. Repowering, który obejmuje tylko wybrane układy (najczęściej na nowe wymienia się układ napędowy z wirnikiem, gondolę, a pozostawia się fundamenty i wieżę), nazywany jest częściowym [Luengo i Kolios, 2015; Prabu i Kottayil, 2015; Serri i in., 2018; Villena-Ruiz i in., 2018; Hu i in., 2020; Syed i in., 2020]. W literaturze światowej zabieg pełnego repoweringu jest zdecydowanie częściej omawiany niż częściowy, który przeanalizowano w niewielu opracowaniach [Prabu i Kottayil, 2015; Serri i in., 2018; Villena-Ruiz i in., 2018]. Ze względu na stosunkową nowość, jaką stanowi pojęcie repoweringu w odniesieniu do elektrowni wiatrowych, szczegółowe badania dotyczące skutków tego zabiegu nie są dostępne. Pewne zagadnienia zostały opisane teoretycznie, przedstawiono studia przypadków dla konkretnych farm wiatrowych i opisano możliwości techniczne oraz zagadnienia ekonomiczne [Lacial-Aránategui i in., 2020].

W pracach Hulshorsta [2008] oraz Madlenera i innych [2019] wskazano pięć rozwiązań wymiany turbiny na nową:

- wymiana 1:1 pojedynczej turbiny wiatrowej na nową o większej mocy,
- wymiana 2:1, gdzie dwie mniejsze turbiny wiatrowe zastępowane są jedną o większej mocy,
- łączenie pojedynczych turbin wiatrowych w farmy, np. wymiana 20 pojedynczych turbin na 6–10 tworzących farmę wiatrową, pracujących w jednej lokalizacji,
- wymiana 1:1 pojedynczej turbiny na nowszą o takiej samej lub podobnej mocy,
- wymiana 1:1 farmy wiatrowej jednostkami o większej mocy.

Główną zaletą repoweringu jest zwiększenie produktywności elektrowni i farm wiatrowych w danej lokalizacji oraz częściowe zmniejszenie kosztów inwestycyjnych, ponieważ część podzielona jest pomiędzy koszty likwidacji starej i instalacji nowej elektrowni [Serri i in., 2018; Hu i in., 2020; Lacial-Aránategui i in., 2020]. Badania dotyczące repoweringu turbin wiatrowych w Danii i Niemczech wykazały, że instalowane nowe elektrownie są dwa razy wyższe, mają trzy

razy większe średnice wirników, co przekłada się na dziewięciokrotnie większą powierzchnię omiatania wirnika [Lacal-Arántegui i in., 2020]. Oszacowano, że dzięki zabiegom repoweringu współczynnik mocy wzrasta 7,1% w przeliczeniu na jedną turbinę i 9,7% w odniesieniu do produkcji energii elektrycznej [Lacal-Arántegui i in., 2020]. Z kolei Villena-Ruiz i inni wykazali, że przy zachowaniu tej samej mocy jednostki podczas repoweringu w rzeczywistości osiągnięto podwojenie produkcji energii elektrycznej [Villena-Ruiz i in., 2018]. Repowering tym samym pozwala na zmniejszenie liczby turbin wiatrowych w danej lokalizacji oraz ochronę terenów przed przekształceniem pod nowe inwestycje związane z energetyką wiatrową, gdyż „stare miejsca” mogą być dalej wykorzystywane.

W celu określenia korzyści energetycznych repoweringu wprowadzono wskaźnik określający wzrost całkowitej rocznej produktywności ( $\Delta AEP$ ) w danej lokalizacji po wymianie turbiny na nową [Lacal-Arántegui i in., 2020]:

$$\Delta AEP = AATP_{TR} - AATP_{TD} \quad (2.1)$$

gdzie:  $AATP_{TR}$  – całkowita roczna produktywność nowej elektrowni wiatrowej,  $AATP_{TD}$  – całkowita roczna produktywność zdemontowanej elektrowni wiatrowej, przy czym:

$$AATP = \frac{\sum_a^b RP}{(b-a+1)} \quad (2.2)$$

gdzie:  $RP$  – roczna produktywność,  $b$  – rok przed zdemontowaniem,  $a$  – rok po montażu elektrowni wiatrowej; w przypadku nowej elektrowni wiatrowej  $b$  jest ostatnim rokiem z dostępnymi danymi.

Instalowanie nowych turbin wiatrowych w miejscu kończących cykl życia jest także korzystne dla systemu elektroenergetycznego. Rozwój technologiczny na przestrzeni lat spowodował, że w systemach turbin wiatrowych dodano funkcje ochraniające sieć energetyczną, co spowodowało m.in. spadek poboru mocy biernej i wahań napięcia [Nivedh i in., 2013; Serri i in., 2018].

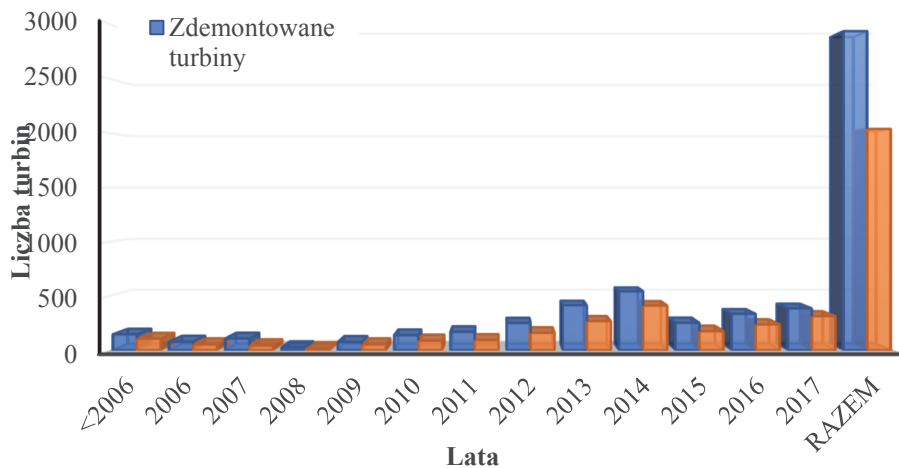
Przez wprowadzenie unowocześnień zredukowano także negatywne bezpośrednie oddziaływania na otoczenie. Nowe turbiny wiatrowe charakteryzują się bowiem niższymi poziomami emisji hałasu, co związane jest głównie ze zmniejszeniem prędkości obrotowej wirników [Lacal-Arántegui i in., 2020]. Zmniejszenie prędkości obrotowych redukuje także niekorzystne wrażenia wizualne związane m.in. z efektem stroboskopowym i migotaniem światła, co obserwowano w przypadku wirników o większych prędkościach obrotowych [Harding i in., 2008; Lacal-Arántegui i in., 2020]. W pracy Manchado i innych [2019] zaproponowano wskaźnik oceny wizualnej farmy wiatrowej pozwalający na prowadzenie repoweringu bez zwiększania efektów wizualnych dla nowo instalowanych turbin. Inni autorzy wykazali [Smallwood i Karas, 2009; Ferreira i in., 2019], że repowering przyczynia się do zmniejszania liczby ptaków ginących w zderzeniach

z elementami konstrukcyjnymi elektrowni wiatrowych (nawet o 87%). Zdaniem Martineza i innych [2018] proces repoweringu poza zwiększeniem produkcji energii elektrycznej przez nową jednostkę wytwórczą w tej samej lokalizacji skutkuje zmniejszeniem oddziaływań środowiskowych nowej konstrukcji (jest to jedna z nielicznych pozycji literaturowych dotyczących środowiskowych aspektów repoweringu). Istotnym pozytywnym aspektem społecznym jest powstawanie nowych miejsc pracy związanych z procesami repoweringu [Serri i in., 2018].

Negatywnym aspektem jest niestety dalszy brak rozwiązania problemu materiałów i elementów użytkowych pochodzących z elektrowni wiatrowych, choć w przypadku częściowego repoweringu można mówić o oszczędności materiałów i energii dzięki dalszemu wykorzystaniu fundamentu i wieży. Syed i inni [2020] wskazali na istotny problem pojawiający się w przypadku repoweringu całych farm wiatrowych. Okazuje się, że instalowanie nowych turbin wiatrowych o wyższych wieżach w miejscu tych kończących cykl życia może powodować zaburzenia przepływu strugi powietrza i generować zmniejszenie prędkości wiatru nawet o 15% i mocy jednostek o 35%, szczególnie na terenach pofalowanych i niżej położonych. W tej sytuacji sugeruje się dywersyfikowanie wysokości wież nowo montowanych jednostek wytwórczych wraz z analizą zakłóceń przepływu strugi powietrza w mezoskali [Syed i in., 2020].

Prekursorami repoweringu były Dania i Niemcy, gdzie zgromadzono największe doświadczenia w tym zakresie ze względu na dużą liczbę turbin wiatrowych kończących cykl życia, szczególnie w lokalizacjach korzystnych pod względem osiągniętych prędkości wiatru [Himpler i Madlener 2012; Serri i in., 2018]. W Danii wprowadzono specjalne programy wsparcia dla repoweringu. Szacuje się, że 84% turbin montowanych przed 1994 r. i 56% turbin montowanych do 2000 r. zostało zastąpionych nowymi jednostkami. W Niemczech przed 2018 rokiem 2040 nowych turbin zastąpiło 2900 starych, zwiększając przy tym moc zainstalowaną o 3190 MW [Lacal-Arángeui i in., 2020]. Skalę niemieckich działań w ramach repoweringu przedstawiono na rysunku 2.10. W pozycji „RAZEM” na wykresie kolorem niebieskim zaznaczono ilość turbin zdemontowanych, a kolorem pomarańczowym zamontowanych nowych w ramach repoweringu w Niemczech do 2018 roku. Pomimo zmniejszenia liczby turbin z 2900 na 2040 zwiększono ich moc o 3190 MW, co daje średnio wzrost mocy o około 1,56 MW na każdą zdemontowaną turbinę.

Jak wskazują doświadczenia niemieckie, odpowiednie wsparcie finansowe projektów repoweringu może powodować dynamiczny wzrost zainteresowania tymi zabiegami ze strony inwestorów, co było widoczne szczególnie do 2014 r. (Rys. 2.10), gdy zgodnie z niemiecką ustawą o odnawialnych źródłach energii (*Erneuerbare Energien Gesetz* – EEG) możliwe było uzyskanie dotacji na repowering turbin wiatrowych zainstalowanych przed 2002 r. Wraz z wprowadzeniem nowej ustawy ze zmianami dotyczącymi repoweringu liczba projektów zaczęła spadać [Madlener i in., 2019].



Rys. 2.10. Skala repoweringu w Niemczech w latach 2006-2017 (opracowanie własne na podstawie [Lacal-Arántegui i in., 2020])

Inne czynniki, które mogą wpływać na rozwój i popularyzację repoweringu [Luengo i Kolios, 2015; Madlener i in., 2019]:

- możliwości zwiększania wydajności i produktywności – im większa będzie poprawa produktywności w danej lokalizacji przez repowering, tym będzie on bardziej korzystny z punktu widzenia inwestora i opłacalności przedsięwzięcia,
- obniżenie kosztów obsługi i utrzymania – repowering turbin może obniżyć koszty eksploatacyjne; jak wskazano w pracy Filgueiry i innych [2009] koszty eksploatacyjne po 10 latach eksploatacji elektrowni wiatrowych mogą wzrosnąć o 25% i kolejne 20% w drugiej dekadzie funkcjonowania [Madlener i in., 2019],
- spadek współczynników obciążenia – spadek współczynników obciążenia wraz ze starzeniem się elementów elektrowni wiatrowych także może powodować atrakcyjność repoweringu, szczególnie w zakresie produktywności elektrowni wiatrowych,
- wykształcenie rynku używanych turbin wiatrowych – ustabilizowany rynek zbytu używanych elektrowni wiatrowych może zachęcać do zastępowania starych elektrowni wiatrowych nowymi jednostkami,
- możliwości integracji z siecią elektroenergetyczną – nowe jednostki zostały wyposażone w nowe funkcje i w porównaniu ze starymi charakteryzują się wyższą stabilnością, co może przemawiać na korzyść repoweringu; ważny aspekt stanowią możliwości przyłączeniowe, które mogą ograniczać np. moc nowo instalowanej turbiny,
- zmniejszenie liczby turbin wiatrowych i łączenie pojedynczych w farmy,

- wsparcie i ryzyko finansowe – jak pokazał przykład niemiecki, wsparcie finansowe odgrywa ogromną rolę w rozwoju repoweringu; każda forma wsparcia będzie podnosiła opłacalność inwestycji i zachęcała potencjalnych inwestorów do jego wykonywania zamiast likwidowania elektrowni wiatrowej,
- dostępność korzystnych lokalizacji – repowering będzie chętniej stosowany w momencie, gdy pozostanie niewiele nowych korzystnych wietrznie lokalizacji, co w pewien sposób wymusi zwiększanie mocy wytwórczej w miejscach istniejących instalacji właśnie przez repowering,
- ustawodawstwo – proces pozyskiwania pozwoleń na budowę i wprowadzanie ustawodawstwa ułatwiającego procesy repoweringu mogą przyczynić się do jego popularyzacji.

Reasumując, analiza obszaru zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowych niesie ze sobą szereg wyzwań, a zarazem oczekiwań co do możliwości uzyskania korzystnych środowiskowo (i nie tylko) rozwiązań i dlatego trzeba tę analizę podejmować, a wnioski z niej wypływające wdrażać do praktyki. W dalszej części pracy przedstawiono propozycje głównych wątków działań służących temu celowi.

### **3. Zagadnienia oceny efektywności obiektów technicznych**

#### **3.1. Przegląd wskaźników efektywności**

Efektywność jest pojęciem ściśle związanym z działaniem maszyn i urządzeń (szerzej obiektów technicznych), które funkcjonuje w obszarach przemysłowych, naukowych i technicznych. Efektywność w ogólnym rozumieniu może być definiowana jako skuteczność lub sprawność wykorzystania nakładów (w różnej postaci, np. pieniężnych, energetycznych, czasu, pracy itp.) do osiągnięcia zamierzonego rezultatu [Kasner, 2016; 2020].

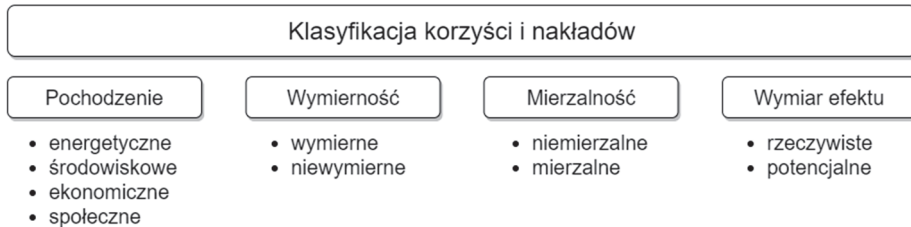
W przypadku elektrowni wiatrowych efektywność jest traktowana jako stan postulowany, a jednocześnie parametr sterujący zarówno konstrukcją, jak i otoczeniem, który pozwala na porównywanie korzyści i nakładów w całym cyklu życia obiektu dla innowacji, optymalizacji i modernizacji procesu wytwarzania energii elektrycznej z wiatru, jak i samej konstrukcji elektrowni wiatrowej [Kasner, 2016; 2020].

Ze względu na charakter opisu 'efektywność systemów technicznych' może być cechą systemową, wyrażającą efekty działania w różnych ramach czasowych, mierzalną czy też użyteczną, dzięki której możliwe jest porównywanie procesów i obiektów tej samej klasy [Kasner, 2016; 2020].

Ważnym aspektem określania efektywności maszyn i urządzeń jest wyznaczenie odpowiednich ram czasowych oraz przestrzeni, charakterystyk szczegółowych opisujących korzyści i nakłady, tak aby prezentowany wskaźnik odzwierciedlał rzeczywisty stan w sposób logiczny i użyteczny, a nade wszystko prosty i informatywny. Jest to szczególnie ważne ze względu na różnorodność, wieloaspektowość i wieloznaczność terminów: nakład, system, efekt, korzyść, których wartość może być przedstawiana w różnych mianach i jednostkach [Kasner 2016; 2020]. Z uwagi na różnorodność korzyści i nakładów opisujących działanie maszyn i urządzeń utworzenie jednego uniwersalnego modelu oceny stanowi wyzwanie, czego przykładem jest wielość wskaźników zrównoważonego rozwoju, natomiast brak jednego uniwersalnego pozwalającego na oszacowanie wpływów w kluczowych obszarach: gospodarki, środowiska i społeczeństwa. Poprawnie przeprowadzona analiza efektywności działania obiektów technicznych, procesów czy instalacji w obszarze inżynierii mechanicznej powinna uwzględniać bilans korzyści i nakładów na każdym etapie, w całym cyklu życia.

Korzyści i nakłady w ocenie efektywności można klasyfikować na wiele sposobów. Przykładową klasyfikację przedstawiono na rysunku 3.1. W zależności od pochodzenia (czy obszaru) korzyści i nakłady można podzielić na: środowiskowe, energetyczne, ekonomiczne i społeczne, a ze względu na wymierność: na wymierne i niewymierne, z kolei z uwagi na mierzalność: na mierzalne i niemierzalne oraz ze względu na wymiar efektu: na rzeczywiste i potencjalne [Kasner,

2016; 2020]. Podobnych klasyfikacji można by stworzyć bardzo wiele, a sam podział będzie zależał od specyfiki ocenianego obiektu czy procesu. W podobny sposób można utworzyć systematykę efektywności.



Rys. 3.1. Klasyfikacja korzyści i nakładów rozpatrywanych podczas określania efektywności (opracowanie własne)

W literaturze przedstawiono głównie trzy podejścia do grupowania wskaźników będących miarą efektywności procesu. Pierwsze to grupa wskaźników efektywnościowych wyrażanych jako stosunek uzyskanych korzyści do nakładów [Bielski, 2002; Kasner, 2016; Kruszelnicka, 2019]. Druga grupa odnosi się do wskaźników efektywnościowych w ujęciu skuteczności, produktywności (z ang. *effectiveness*), wskazujących na wartości produkcji w odniesieniu do konsumpcji energii, wody itd. [Kruszelnicka, 2019; Kruszelnicka i in., 2020]. Trzecia grupa obejmuje wskaźniki efektywności w rozumieniu sprawności procesu lub zamiany energii [Salman i in., 2007; Kruszelnicka, 2019].

W niniejszej pracy skupiono się zaledwie na kilku rodzajach i wskaźnikach efektywności, najczęściej spotykanych i istotnych w kontekście oceny maszyn i urządzeń, a w szczególności oceny nakładów i efektów działania elektrowni wiatrowych.

### 3.1.1. Efektywność wskaźnikowa

Efektywność wskaźnikowa umożliwia wymierną i ilościową ocenę efektywności obiektów technicznych. Jest formalną, matematyczną postacią wprowadzonej definicji efektywności rozumianej jako relacja pomiędzy korzyściami i nakładami na realizację określonych celów w zadanym określonym przedziale czasowym, co można zapisać jako [Kasner, 2016; Kasner i in., 2020]:

$$E(t) = \frac{U(t)}{N(t)} \quad (3.1)$$

gdzie:  $U(t)$  – efekty (korzyści) uzyskane od początku działania ( $t = 0$ ) do chwili czasu  $t$ ,  $N(t)$  – nakłady poniesione od początku działania ( $t = 0$ ) do chwili czasu  $t$ .



Uzyskane efekty są funkcją czasu  $U(t)$ , która może przybierać wartości ujemne dla efektów nieużytecznych (strat, odpadów) oraz wartości dodatnie dla efektów użytecznych, pożądaných z punktu widzenia procesów, produktów:

$$u(t) = \frac{dU(t)}{dt}, \quad (3.2)$$

gdzie:  $u(t)$  – wartości elementarnych funkcji efektów w przedziale  $dt$ ,  $\Delta t$ .

Jeżeli funkcja  $U(t)$  jest funkcją ciągłą, jej wartości można wyznaczyć z zależności [Kasner, 2016; Kasner i in., 2020]:

$$U(\tau) = \int_0^{\tau} u(t) dt, \quad (3.3)$$

a gdy jest funkcją dyskretną – z zależności [Kasner 2016; Kasner i in., 2020]:

$$U(\tau) = \sum_i^I u_i \cdot \Delta t_i. \quad (3.4)$$

W rozpatrywanym przypadku zakłada się, że funkcja określająca nakłady  $N(t)$  jest rosnącą funkcją czasu, tzn. elementarna wartość nakładów w elementarnych przedziałach czasu ( $dt$ ) jest większa od zera [Kasner, 2016; Kasner i in., 2020]:

$$n(t) = \frac{dN(t)}{dt}, \quad (3.5)$$

a jej wartości podobnie jak w przypadku funkcji efektów mogą być wyznaczone dla funkcji ciągłych (zależność 3.6) i dyskretnych (zależność 3.7).

$$N(\tau) = \int_0^{\tau} n(t) dt \quad (3.6)$$

$$N(\tau) = \sum_i^T n_i \cdot \Delta t_i \quad (3.7)$$

### 3.1.2. Efektywność chwilowa

Zgodnie z wprowadzoną definicją efektywności wskaźnikowej zarówno korzyści, jak i nakłady są funkcjami zależnymi od czasu. W przypadku maszyn i urządzeń jest to cecha charakterystyczna, gdyż w każdej chwili czasu  $t$  zarówno wyjścia systemu/procesu (np. uzyskiwana moc), jak i wejścia (np. pobór energii elektrycznej) podlegają chwilowym zmianom. W związku z powyższym analogicznie do innych wielkości fizycznych opisujących stany maszyn i urządzeń (np. mocy czy sprawności) wprowadzono pojęcie efektywności chwilowej.



Efektywność chwilową można opisać zależnością [Kasner, 2016; Kasner i in., 2020]:

$$E(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{U(t + \Delta t) - U(t)}{N(t + \Delta T) - N(t)} \quad (3.8)$$

gdzie:  $U(t)$  – efekty (korzyści) osiągnięte w chwili  $t$ ,  $U(t + \Delta t)$  – efekty (korzyści) osiągnięte w chwili czasu  $(t + \Delta t)$ ,  $N(t)$  – nakłady poniesione w chwili  $t$ ,  $N(t + \Delta t)$  – nakłady poniesione w chwili czasu  $(t + \Delta t)$ .

Efektywność chwilowa jest więc granicą ilorazu zmian efektów i nakładów w czasie  $\Delta t$ , gdy  $\Delta t \rightarrow \infty$ .

W pracy [Kasner, 2016] wyróżniono dodatkowo efektywność chwilową całkowitą  $E_c^t$ , bezpośrednią  $E_b^t$  pośrednią  $E_p^t$ , przyjmując założenie, że zarówno nakłady i efekty mogą występować jako pośrednie i bezpośrednie, a pomiędzy nimi występują zależności:

$$U(y_j) = U_p(y_j) + U_b(y_j) \quad (3.9)$$

$$N(y_j) = N_p(y_j) + N_b(y_j) \quad (3.10)$$

gdzie:  $U(y_j)$  – efekty całkowite,  $U_p(y_j)$  – efekty pośrednie,  $U_b(y_j)$  – efekty bezpośrednie,  $N(y_j)$  – nakłady całkowite,  $N_p(y_j)$  – nakłady pośrednie,  $N_b(y_j)$  – nakłady bezpośrednie,  $y_j$  - oznacza  $j$ -ty czynnik

Zależności opisujące efektywności chwilową całkowitą, pośrednią i bezpośrednią przedstawiają odpowiednio równania (3.11), (3.12) i (3.13):

$$E_c^t = E_c^t y_j = \frac{\sum_i^B \frac{\delta ut(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}{\sum_i^B \frac{\delta nt(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}, \quad (3.11)$$

$$E_p^t = E_p^t y_j = \frac{\sum_i^B \frac{\delta ut(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}{\sum_i^B \frac{\delta n_p(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}, \quad (3.12)$$

$$E_b^t = E_b^t y_j = \frac{\sum_i^B \frac{\delta ut(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}{\sum_i^B \frac{\delta n_b(y_i)}{\delta y_i} \cdot \frac{dy_i}{dt}}. \quad (3.13)$$

### 3.1.3. Efektywność średnia

W budowie i eksploatacji maszyn i urządzeń wartości chwilowe parametrów systemów/ procesów/obiektów technicznych bardzo często monitorowane są w sposób ciągły; dane na temat wartości chwilowych są archiwizowane, a następnie uśredniane w danym przedziale czasu. Podobnie jest w systemach monitorowania elektrowni wiatrowych, gdzie zbierane dane mogą być podawane jako wartości średnie, np. minutowe, 10-minutowe, godzinne, miesięczne, roczne. Dlatego analogicznie do efektywności chwilowej zdefiniowano efektywność średnią.

Efektywność średnia opisuje iloraz efektów przez nakłady w danym skończonym przedziale czasu  $T$  [Kasner, 2016]:

$$\Delta t = T \gg 0 \quad (3.14)$$

Efektywność średnią opisuje wyrażenie [Kasner, 2016]:

$$E(t) = E_T = \frac{U(t+T) - U(T)}{N(t+T) - N(t)} = \frac{\Delta U}{\Delta N} = \frac{U(T)}{N(T)} \quad (3.15)$$

Podobnie jak w przypadku prędkości chwilowej można wyróżnić efektywność średnią całkowitą (zależność 3.16), pośrednią (zależność 3.17) i bezpośrednią (zależność 3.18):

$$E_c^s = E_c^s(y_j) = \frac{\sum_i^B \Delta U_i(y_j)}{\sum_i^B \Delta N_i(y_j)} \quad (3.16)$$

$$E_p^s = E_p^s(y_j) = \frac{\sum_i^B \Delta U p_i(y_j)}{\sum_i^B \Delta N p_i(y_j)} \quad (3.17)$$

$$E_b^s = E_b^s(y_j) = \frac{\sum_i^B \Delta U b_i(y_j)}{\sum_i^B \Delta N b_i(y_j)} \quad (3.18)$$

### 3.1.4. Efektywność bilansowa

W pracy Kasnera [2016] wprowadzono pojęcie efektywności bilansowej wyrażanej przez potencjał działania, uwzględniający całość procesów i zjawisk działania maszyn i urządzeń, tj. potencjał efektywnie wykorzystany, stracony i odtworzony. Biorąc pod uwagę całokształt przemian i zjawisk, w procesie eksploatacji funkcja potencjału działania przyjmuje postać:

$$P_d(t) = \Phi \left[ P^L(t), P^T(t), P^E(t), P^S(t) \right] \quad (3.19)$$

gdzie:  $P^L(t)$  – potencjał ludzki,  $P^T(t)$  – potencjał techniczny,  $P^E(t)$  – potencjał energo-materialny,  $P^S(t)$  – potencjał sterowniczy, szczegółowo zaś:

$$P_d(t) = \pi_d(t) \cdot M_d(t) \cdot \varepsilon \quad (3.20)$$

gdzie:  $\pi_d(t)$  – rzeczywiste możliwości działania systemu w chwili  $t$ ,  $M_d(t)$  – liczba zbiorów uczestniczących w użytkowaniu (recyklingu) w chwili  $t$ ,  $\varepsilon$  – teoretyczne możliwości działania zbiorów systemu energetyki wiatrowej.

Potencjał działania jest zmienny w czasie. Bilansowa postać potencjału działania w przedziale czasu  $[t_0, T]$  przedstawia się następująco [Kasner 2016]:

$$P_d(T) = P_d(t_0) - \int_{t_0}^T p_d^E(t) dt - \int_{t_0}^T p_d^S(t) dt + \int_{t_0}^T p_d^O(t) dt \quad (3.21)$$

gdzie:  $P_d(t_0)$  – początkowy potencjał działania,  $P_d^E(t)$  – gęstość strumienia potencjału efektywnie wykorzystanego,  $P_d^S(t)$  – gęstość strumienia strat potencjału,  $P_d^O(t)$  – gęstość strumienia potencjału odtworzonego.

### 3.2. Destrukcyjność jako miara efektywności

Jak wspomniano wcześniej, efektywność działania, podobnie jak korzyści i nakłady, może dotyczyć różnych obszarów. Efektywność działania  $E$  (energetyczna –  $en$ , ekonomiczna –  $eko$ , ekologiczna –  $ekl$ ) jest funkcją odpowiadających korzyści  $K$  ( $K_{en}$ ,  $K_{eko}$ ,  $K_{ekl}$ ), nakładów  $N$  ( $N_{en}$ ,  $N_{eko}$ ,  $N_{ekl}$ ) i czasu działania ( $t_e$ ) [Piasecka i in., 2019]:

$$E_{(en,eko,ekl)} = f \left( K_{en,eko,ekl}, N_{en,eko,ekl}, t_e \right) \quad (3.22)$$

Wzajemne relacje i powiązania obiektu technicznego, środowiska i człowieka mogą powodować zmniejszenie korzyści (straty, potencjał stracony) i wzrost nakładów, szczególnie w sferze potencjałów środowiska. Wynika stąd, że zarówno korzyści, jak i nakłady uzależnione są od stopnia negatywnych relacji, oddziaływań systemu i jego otoczenia, co można zapisać jako [Piasecka i in., 2019]:

$$(K_{EKO}, N_{EKO}) = f \left( D_{s-o-c}, D_o, D_f, D_{Eko}, D_s, t_e \right) \quad (3.23)$$

gdzie:  $D_{s-o-c}$  – negatywne oddziaływanie systemu, środowiska i człowieka,  $D_o$  – nieergonomiczny wpływ operatorów, systemów technicznych i środowiska,  $D_f$  – niefunkcjonalność zmiennych przetwarzania systemu,  $D_{Eko}$  – nieekologiczny wpływ żywych obiektów środowiska,  $D_s$  – nieekologiczny wpływ sztucznych obiektów systemu i/lub środowiska,  $t_e$  – czas użytkowania.

Straty są częścią działania systemu (zgodnie z funkcją potencjału działania systemu (zależność 3.21), mogą mieć różną formę i wpływać negatywnie (destrukcyjnie) na system i otoczenie. Destrukcyjność  $D$  można zatem opisać analogicznie do funkcji efektywności, przez odniesienie strat ( $S$ ) do nakładów (kosztów)  $N$  działania obiektu technicznego [Piasecka i in., 2019]:

$$D = \frac{S(t)}{N(t)} \quad (3.24)$$

Funkcja strat w takim ujęciu obejmuje cały zasób energomaterialny stanowiący odpady, zasoby energetyczne i materialne niewykorzystane użytecznie oraz wszelkie negatywne oddziaływania zewnętrzne (dźwiękowe, wizualne, zapachowe), w tym również straty likwidacyjne (energia, hałas, wibracje) i emisje substancji stałych, ciekłych i gazowych [Piasecka i in., 2019]. W pracy Piaseckiej i innych [2019] pogrupowano oddziaływania destrukcyjne na deergonomiczne, desozologiczne, deekologiczne i defunkcjonalne w odniesieniu do oddziaływań cyklu istnienia elektrowni wiatrowych.

Mając na uwadze równanie potencjału działania maszyn jako miarę bilansową efektywności oraz założenie, że na etapie zakończenia cyklu życia  $P_d(T) = 0$ , a efektywność wskaźnikowa obejmuje korzyści działania systemu (jako korzyść uwzględniany jest również potencjał odtworzony), natomiast destrukcyjność – straty odniesione do kosztów – można zapisać:

$$P_d(t_0) = U(t) + S(t) \Rightarrow \frac{P_d(t_0)}{N} = E(t) + D(t) \quad (3.25)$$

Przy powyższych założeniach efektywność działania można wyrazić przez destrukcyjność systemu/otoczenia i początkowy potencjał działania:

$$E(t) = \frac{P_d(t_0)}{N} - D(t) \quad (3.26)$$

### 3.3. Efektywność środowiskowa

Przedsięwzięcia na rzecz poprawy stanu środowiska naturalnego i ograniczania szkodliwych oddziaływań środowiskowych działania maszyn i urządzeń, procesów, technologii spowodowały pojawienie się licznych koncepcji sposobów oceny efektów tych projektów. Wprowadzono szereg kryteriów, które mają na celu określenie efektywności środowiskowej (ekologicznej) w odniesieniu zarówno do produktów, usług, procesów, technologii, maszyn i urządzeń. Pojęcie efektywności środowiskowej ewaluowało na przestrzeni czasów i doczekało się dwójakiej interpretacji. Zgodnie z klasyfikacją zaproponowaną przez Szymańską [2010] efektywność środowiskowa może odnosić się do oceny efektów działań

proinnowacyjnych i prośrodowiskowych lub efektów środowiskowych działania maszyn i urządzeń.

Na potrzeby oceny działalności przemysłowej z uwzględnieniem nakładów (najczęściej finansowych lub materiałowych czy emisji), korzyści (najczęściej przychodów) i środowiskowych wpływów wprowadzono pojęcie ekoefektywności [Aoe, 2007; Kleiber i Czaplicka-Kolarz, 2011; Kruszelnicka, 2020]. Ekoefektywność lub inaczej ekowydajność (ang. *ecoeficiency*) jest definiowana jako: „osiąganie wysokich wyników środowiskowych, mówiących o niskim wpływie działalności przedsiębiorstwa na środowisko naturalne” [Encyklopedia CSR, 2001]. Do oceny ekoefektywności stosuje się tzw. indeksy ekoefektywności (np. stosunek wykorzystanej energii elektrycznej (cieplnej) na jednostkę produkcji (lub przychodu)) [Ichimura i in., 2009]. Wsparciem dla rozwoju idei ekoefektywności i jej wdrażania w przedsiębiorstwach i przemyśle jest Europejska Inicjatywa Efektywności Środowiskowej (EEEI – *Eco-Efficiency Initiative*), która została wprowadzona przez Światową Radę Biznesu ds. Zrównoważonego Rozwoju [Encyklopedia CSR, 2001; Union of International Associations, 2001]. Założenia ekoefektywności realizowane są m.in. przez ograniczenie zużycia zasobów, produkcji odpadów oraz emisji szkodliwych substancji, co w oczywisty sposób wpisuje się w założenia gospodarki o obiegu zamkniętym.

Jak wspomniano wcześniej, do oceny ekoefektywności używa się indeksów ekoefektywności. Huppes i Ishikawa [2005] zdefiniowali następujące wskaźniki oceny:

- produktywności środowiskowej (ang. *Environmental productivity*)

$$EP = \frac{Q_V}{E_I} \quad (3.27)$$

gdzie:  $Q_V$  – wartość produkcji,  $E_I$  – wskaźnik środowiskowy,

- środowiskowej intensywności produkcji (ang. *Environmental intensity of production*)

$$EIoP = \frac{E_I}{Q_V} \quad (3.28)$$

- kosztu poprawy środowiska (ang. *Environmental improvement cost*)

$$EIC = \frac{IC}{IE_I} \quad (3.29)$$

gdzie:  $IC$  – koszt poprawy,  $IE_I$  – poprawa wskaźnika środowiskowego,

- opłacalności środowiskowej (ang. *Environmental cost-effectiveness*)

$$ECE = \frac{IE_I}{IC} \quad (3.30)$$

Inne podejście do oceny ekoefektywności prezentują metody MFA (ang. *Material Flow Analysis*) i MAIA (*Material Intensity Analysis*), które wykorzystywane są głównie do szacowania przepływów i efektywności wykorzystania materiałów w procesach produkcyjnych [Brunner i Rechberger, 2004; Liedtke i in., 2014; Kruszelnicka, 2020]. MAIA bazuje głównie na określeniu wartości wskaźnika MIPS (*Material Input per Service Unit*), definiowanego jako stosunek materiałów wykorzystanych w procesie produkcyjnym i jednostki usługowej (produkcyjnej) [Kruszelnicka, 2020]:

$$MIPS = \frac{MI}{S} \quad (3.31)$$

gdzie:  $MI$  – ilość materiału na wejściu procesu,  $S$  – jednostka usługowa (produkcyjna).

W pracy Tahary i innych [2005] przedstawiono metodykę oceny ICEICE (ang. *Integrated CO<sub>2</sub> Efficiency Index for Company Evaluation*), łączącą z kolei emisyjność procesów ze skutkami finansowymi. Zaproponowana metoda uwzględnia ocenę emisji za pomocą wskaźników [Tahara i in., 2005; Kruszelnicka, 2020]:

- całkowitej efektywności (wydajności) CO<sub>2</sub> (ang. *total CO<sub>2</sub> efficiency*)

$$Eff_{CO_2,tot} = \frac{P}{E_{CO_2(I+D)}} \quad (3.32)$$

gdzie:  $P$  – cena producenta,  $E_{CO_2(I+D)}$  – emisja CO<sub>2</sub> pośrednia i bezpośrednia,

- efektywności bezpośredniej emisji CO<sub>2</sub> (ang. *direct CO<sub>2</sub> efficiency*)

$$Eff_{CO_2,dir} = \frac{AV}{E_{CO_2(D)}} \quad (3.33)$$

gdzie:  $AV$  – dodana wartość brutto,  $E_{CO_2(D)}$  – emisja CO<sub>2</sub> bezpośrednia,

- efektywności pośredniej emisji CO<sub>2</sub> (ang. *indirect CO<sub>2</sub> efficiency*)

$$Eff_{CO_2,indir} = \frac{C}{E_{CO_2(I)}} \quad (3.34)$$

gdzie:  $C$  – koszty,  $E_{CO_2(I)}$  – emisja CO<sub>2</sub> pośrednia.

Popularnym wskaźnikiem efektywności jest tzw. Factor X [Ściążko i Czaplicka-Kolarz, 2004; Kruszelnicka, 2020]:

$$FX = \frac{EE_{EP}}{EE_{RP}} \quad (3.35)$$

gdzie:  $EE_{EP}$  – efektywność ocenianego produktu,  $EE_{RP}$  – efektywność referencyjnego produktu.

Za pomocą tego wskaźnika można porównywać różne warianty tego samego procesu/produktu w oparciu o znajomość efektywności rozpatrywanego procesu i procesu referencyjnego.

Opracowane modele oceny efektywności umożliwiają porównanie rozpatrywanych technologii (produktów) w postaci skalarnej oraz wybór technologii najlepszej pod względem produktywności, ekonomii i środowiska [Burchart-Korol i in., 2013].

## **4. Zintegrowane podejście do oceny efektywności modernizacji w GOZ**

### **4.1. Zrównoważona modernizacja**

Opracowane dla produktów i technologii modele oceny efektywności mogą stać się punktem wyjścia dla próby szerszego ujęcia efektywności środowiskowej, energetycznej, ekonomicznej i społecznej, w całym cyklu życia, zwłaszcza obiektów technicznych. Tematyka przedstawionych w pracy badań i analiz jest kompatybilna z aktualnymi trendami poszukiwania efektywnych i nieszkodliwych procesów wytwarzania i przetwarzania energii odnawialnej, rozwijania narzędzi ich oceny, w tym i zintensyfikowania działań mających dobrze służyć gospodarce obiegu zamkniętego. Z analizy stanu wiedzy i techniki wynika, że istnieje pilna potrzeba opracowania i zweryfikowania rozwiązań służących konkretnym zastosowaniom złożonych obiektów technicznych wykorzystywanych w energetyce odnawialnej, przez efektywne wytwarzanie, użytkowanie, modernizację elektrowni wiatrowych dużych mocy jako przedstawicieli wielkogabarytowych obiektów technicznych, w duchu założeń gospodarki obiegu zamkniętego.

Proces wymiany zespołów konstrukcyjnych, sterowniczych, zasilających na nowe lub zregenerowane – przy jednoczesnym minimalizowaniu zużycia zasobów naturalnych oraz ograniczaniu powstawania odpadów i emisji, wykorzystujący zasoby materiałowe, procesowe, energetyczne elektrowni wiatrowej po zakończonym etapie użytkowania, którego celem jest powstanie elektrowni wiatrowej o własnościach urządzenia nowego, określić można mianem zrównoważonej modernizacji. Termin „zrównoważona” odnosi się wprost do założeń zrównoważonego rozwoju, podkreślając tym samym, że proces modernizacji musi być wdrażany na podstawie analiz i ocen w trzech obszarach: środowiskowym, ekonomicznym i społecznym w cyklu życia modernizowanego obiektu. Naczelnym zadaniem zrównoważonej modernizacji jest zorientowanie na procesy prowadzące do przedłużenia cyklu życia tych obiektów.

### **4.2. Zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów**

Przystępując do oceny obiektów technicznych, bierze się pod uwagę zwykle szereg aspektów. W zależności od priorytetów osoby oceniającej uporządkowane są one w różnej hierarchii. Tym niemniej można jednak wyróżnić kilka najistotniejszych, to jest takich, które pojawiają się w każdym przypadku. Są to aspekty:

- użytkowy (dla elektrowni wiatrowych – energetyczny),
- biznesowy (ekonomiczny),
- ekologiczny (środowiskowy),
- ludzki/ humanitarny (społeczny).



Kasner wprowadził pojęcie wieloaspektowego zintegrowanego wskaźnika efektywności elektrowni wiatrowej. Pozwala on na ocenę efektywności wykorzystania nakładów w cyklu życia interpretowanych jako suma nakładów na poszczególnych jego etapach, tj. jako suma nakładów na wytwarzanie, użytkowanie i poużytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów, w obszarach: potencjalnych emisji, zużycia energii oraz nakładów finansowych dla osiągnięcia korzyści. Wskaźnik ten jest rozwinięciem efektywności w ujęciu wskaźnikowym (zależność 4.1) i uwzględnia nakłady na etapie wytwarzania, użytkowania i zagospodarowania użytkowego elektrowni wiatrowej [Kasner, 2016; Kasner i in., 2019; 2020]:

$$E(t) = \frac{U(t)}{N(t)} = \frac{\sum_{i=1}^t U_i}{N_w + \sum_{i=1}^t N_i + N_z} \quad (4.1)$$

gdzie:  $U(t)$  – korzyści w cyklu życia elektrowni wiatrowej,  $N(t)$  – nakłady w cyklu życia elektrowni wiatrowej,  $t$  – czas eksploatacji elektrowni wiatrowej,  $U_i$  – korzyści w czasie  $i$ -go roku eksploatacji,  $N_w$  – nakłady na etapie wytwarzania,  $N_i$  – nakłady w  $i$ -tym roku eksploatacji,  $N_z$  – nakłady w czasie zagospodarowania poużytkowego.

W liczniku tego wskaźnika przedstawiono korzyści, a w mianowniku nakłady w całym cyklu życia elektrowni wiatrowej.

Korzyści, czyli tzw. potencjał użytecznie wykorzystany, mogą stanowić: wyprodukowana energia elektryczna w cyklu życia, korzyści finansowe, ograniczenie emisji szkodliwych substancji, w tym dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych, tworzenie nowych miejsc pracy, rozwój społeczny i inne.

Jako nakłady z kolei – w zależności od punktu odniesienia – można przyjąć: destrukcyjny wpływ na środowisko, potencjalne oddziaływania społeczne, zużycie zasobów energetycznych, materialnych czy finansowych lub inne nieokreślone nakłady w wymiernej postaci.

W pracy Kasnera [2016] zaproponowano ocenę efektywności w obszarach nakładów ekologicznych, ekonomicznych, energetycznych oraz emisji szkodliwych substancji powodujących efekt cieplarniany, zakwaszenie czy eutrofizację (Tab. 4.1). Możliwość oceny efektywności działania elektrowni wiatrowej w różnych obszarach podkreśla uniwersalny charakter omawianego wskaźnika.

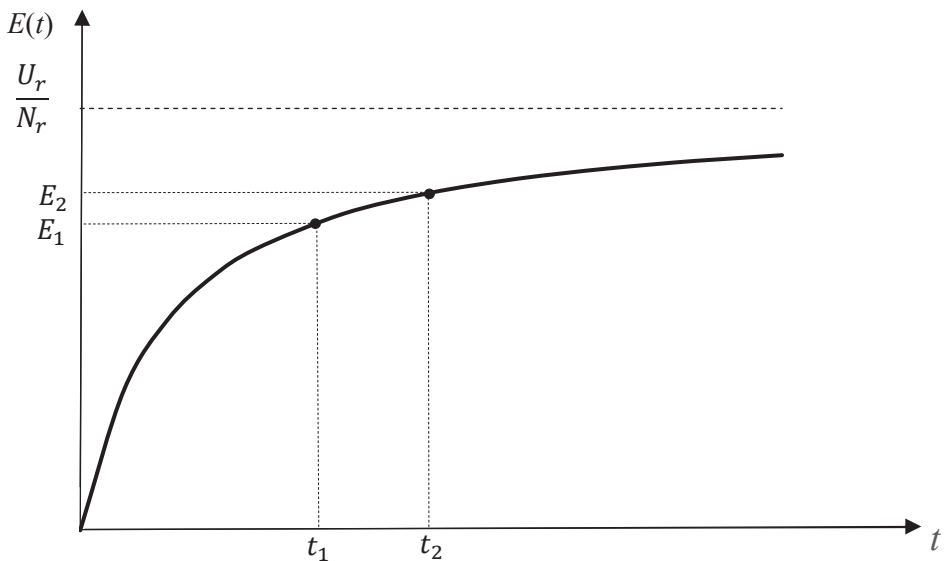
We wcześniejszych rozdziałach analizowano możliwości zakończenia cyklu życia elektrowni wiatrowych. Okazuje się, że zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów może dostarczyć informacji decyzyjnych w zakresie racjonalności przedłużania cyklu życia. Rozpatrując zmiany wskaźnika efektywności w czasie, należy zauważyć, że jest on funkcją homograficzną, rosnącą wraz z upływem czasu (Rys. 4.1).

Tabela 4.1. Przestrzenie oceny działania elektrowni wiatrowej za pomocą zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów (opracowanie własne)

Zintegrowany wskaźnik	Postać matematyczna
Z nakładów ekologicznych	$E_{ecoEU} = \frac{U(t)_E}{N_{WEU} + N(t)_{UEU} + N_{ZEU}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{WEU} + N_{rE} \cdot t + N_{ZEU}} \quad (4.2)$ <p><math>U(t)_E</math> – energia użytkowa wytworzona w ciągu <math>t</math> lat użytkowania, <math>t</math> – czas użytkowania. <math>N_{WEU}</math> – ilość punktów środowiskowych na etapie wytwarzania, <math>N_{UEU}</math> – liczba punktów środowiskowych na etapie użytkowania, <math>N_{ZEU}</math> – liczba punktów środowiskowych na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{rEU}</math> – średnia liczba punktów środowiskowych w ciągu jednego roku na etapie użytkowania, <math>U_{rE}</math> – średnia produktywność roczna na etapie użytkowania</p>
Z emisji CO <sub>2</sub>	$E_{ecoCO_{2eq}} = \frac{U(t)_E}{N_{WCO_{2eq}} + N(t)_{UCO_{2eq}} + N_{ZCO_{2eq}}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{WCO_{2eq}} + N_{rCO_{2eq}} \cdot t + N_{ZCO_{2eq}}} \quad (4.3)$ <p><math>N_{WCO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego CO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji gazów cieplarnianych na etapie wytwarzania, <math>N_{UCO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego CO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji gazów cieplarnianych na etapie użytkowania, <math>N_{ZCO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego CO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji gazów cieplarnianych na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{rCO_{2eq}}</math> – średnia masa ekwiwalentnego CO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji gazów cieplarnianych w ciągu jednego roku na etapie użytkowania</p>
Z emisji SO <sub>2</sub>	$E_{ecoSO_{2eq}} = \frac{U(t)_E}{N_{WSO_{2eq}} + N(t)_{USO_{2eq}} + N_{ZSO_{2eq}}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{WSO_{2eq}} + N_{rSO_{2eq}} \cdot t + N_{ZSO_{2eq}}} \quad (4.4)$ <p><math>N_{WSO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego SO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących zakwaszenie środowiska na etapie wytwarzania, <math>N_{USO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego SO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących zakwaszenie środowiska na etapie użytkowania, <math>N_{ZSO_{2eq}}</math> – masa ekwiwalentnego SO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących zakwaszenie środowiska na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{rSO_{2eq}}</math> – średnia masa ekwiwalentnego SO<sub>2eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących zakwaszenie środowiska w ciągu jednego roku na etapie użytkowania</p>
Z emisji PO <sub>4</sub>	$E_{ecoPO_{4eq}} = \frac{U(t)_E}{N_{WPO_{4eq}} + N(t)_{UPO_{4eq}} + N_{ZPO_{4eq}}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{WPO_{4eq}} + N_{rPO_{4eq}} \cdot t + N_{ZPO_{4eq}}} \quad (4.5)$ <p><math>N_{WPO_{4eq}}</math> – masa ekwiwalentnego PO<sub>4eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących eutrofizację środowiska na etapie wytwarzania, <math>N_{UPO_{4eq}}</math> – masa ekwiwalentnego PO<sub>4eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących eutrofizację środowiska na etapie użytkowania, <math>N_{ZPO_{4eq}}</math> – masa ekwiwalentnego PO<sub>4eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących eutrofizację środowiska na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{rPO_{4eq}}</math> – średnia masa ekwiwalentnego PO<sub>4eq</sub> odpowiadająca emisji związków powodujących eutrofizację środowiska w ciągu jednego roku na etapie użytkowania</p>

Tabela 4.1. (ciąg dalszy)

Zintegrowany wskaźnik	Postać matematyczna
Z nakładów energetycznych	$E_{en} = \frac{U(t)_E}{N_{Wen} + N(t)_{Uen} + N_{Zen}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{Wen} + N_{ren} \cdot t + N_{Zen}} \quad (4.6)$ <p><math>N_{Wen}</math> – nakłady energetyczne na etapie wytwarzania, <math>N_{Uen}</math> – nakłady energetyczne na etapie użytkowania, <math>N_{Zen}</math> – nakłady energetyczne na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{ren}</math> – średnie nakłady energetyczne w ciągu jednego roku na etapie użytkowania,</p>
Z nakładów ekonomicznych	$E_{ek} = \frac{U(t)_E}{N_{Wek} + N(t)_{Uek} + N_{Zek}} = \frac{U_{rE} \cdot t}{N_{Wek} + N_{rek} \cdot t + N_{Zek}} \quad (4.7)$ <p><math>N_{Wek}</math> – nakłady ekonomiczne na etapie wytwarzania, <math>N_{Uek}</math> – nakłady ekonomiczne na etapie użytkowania, <math>N_{Zek}</math> – nakłady ekonomiczne na etapie zagospodarowania użytkowego, <math>N_{rek}</math> – średnie nakłady ekonomiczne w ciągu jednego roku na etapie użytkowania</p>



Rys. 4.1. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności (opracowanie własne)

Maksymalna wartość, jaką może osiągnąć ten wskaźnik, jest asymptotą poziomą określaną jako:

$$\lim_{t \rightarrow +\infty} E(t) = \frac{U_r}{N_r} \quad (4.8)$$

Jak wynika z przedstawionej zależności (4.8), maksymalna wartość wskaźnika nie zależy od nakładów na wytwarzanie i użytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów elektrowni wiatrowej. Przesunięcie tej granicy może odbywać się zatem przez zmianę średniorocznych korzyści  $U_r$  i średniorocznych nakładów na etapie użytkowania  $N_r$ . W rzeczywistości efektywności w cyklu życia obiektów nie można rozpatrywać z pominięciem etapu wytwarzania i zagospodarowania użytkowego, które pomniejszają wartości wskaźnika efektywności. Wraz z upływem czasu użytkowania wartości zintegrowanego wskaźnika z poniesionych nakładów wzrastają, co stanowi przesłankę do zasadności wprowadzania metod przedłużania cyklu życia omówionych we wcześniejszych rozdziałach. W powyższym przypadku nie uwzględniono jednak wpływu przeprowadzania zabiegów modernizacyjnych, które mogą powodować wprowadzenie dodatkowych nakładów i obniżenie efektywności. Rozważania te zostaną uzupełnione w dalszej części pracy.

### **4.3. Zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami**

Jak wspomniano uprzednio, proces wymiany elementów zespołów konstrukcyjnych na nowe lub zmodernizowane w elektrowni wiatrowej, wykorzystujący jej zasoby materiałowe, wykonawcze, energetyczne, po zakończonym etapie użytkowania, którego celem jest powstanie elektrowni wiatrowej o właściwościach użytkowych urządzenia, prowadzi do uzyskania efektu w postaci zrównoważonej modernizacji.

Z punktu widzenia gospodarki o obiegu zamkniętym przedłużanie cyklu życia jest preferowanym sposobem postępowania z elektrowniami wiatrowymi wchodzącymi w etap zakończenia zakładanego przez producentów okresu trwałości. Zabiegów przedłużających cykl życia, jak wskazano we wcześniejszym rozdziale, jest wiele, natomiast decyzja o wyborze odpowiedniego scenariusza powinna być dokładnie rozpatrzona, szczególnie w aspekcie rozwiązań o najniższej uciążliwości środowiskowej przy maksymalizacji dalszego, ponownego wykorzystania materiałów i elementów. W gospodarce obiegu zamkniętego dąży się bowiem do wielokrotnego powtarzania etapu użytkowania w cyklu życia obiektów technicznych, w tym maszyn i urządzeń.

Do oceny efektywności działania maszyn i urządzeń w różnych obszarach cyklu życia proponuje się wykorzystać zintegrowany wskaźnik efektywności. Ocenę efektywności oparto na modelach matematycznych umożliwiających analizy polegające na porównaniu miar korzyści i nakładów w cyklu życia.

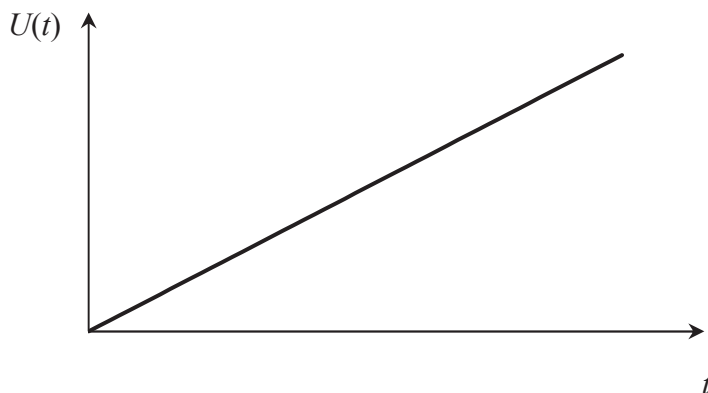
Dla elektrowni wiatrowej poddanej modernizacji w okresie jej użytkowania zintegrowany wskaźnik efektywności określony jest układem równań [Kasner i in., 2020]:

$$\begin{aligned}
 E(t) &= \begin{cases} \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} & \text{dla } 0 \leq t \leq t_{LC1} \\ \frac{U_r \cdot t}{(N_W^1 + N_W^2) + N_r \cdot t + (N_Z^1 + N_Z^2)} & \text{dla } t_{LC1} < t \leq t_{LC2} \\ \frac{U_r \cdot t}{(N_W^1 + N_W^2 + N_W^3) + N_r \cdot t + (N_Z^1 + N_Z^2 + N_Z^3)} & \text{dla } t_{LC2} < t \leq t_{LC3} \\ \vdots \\ \frac{U_r \cdot t}{\sum_{i=1}^{n+1} N_W^i + N_r \cdot t + \sum_{i=1}^{n+1} N_Z^i} & \text{dla } t_{LC(n)} < t \leq t_{LC(n+1)} \end{cases} \quad (4.9)
 \end{aligned}$$

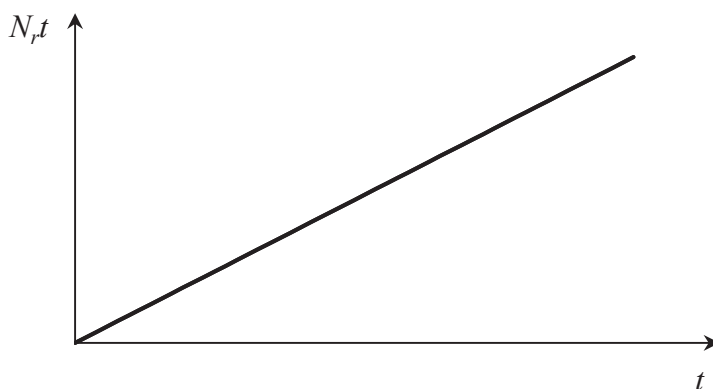
przy czym:  $U_r$  – średnioroczna produktywność,  $t$  – czas liczony od początku etapu użytkowania,  $n$  – liczba etapów użytkowania w cyklu życia,  $t_{LCn}$  – koniec kolejnego etapu użytkowania,  $N_W^1, N_W^2, N_W^3, N_W^n$  – nakłady na etapie wytwarzania elementów odpowiednio: w pierwszym, drugim, trzecim i  $n$ -tym etapie użytkowania,  $N_r$  – średnioroczne nakłady na każdym etapie eksploatacji,  $N_Z^1, N_Z^2, N_Z^3, N_Z^n$  – nakłady na etapie zagospodarowania poużytkowego elementów wykorzystanych odpowiednio w pierwszym, drugim, trzecim i  $n$ -tym etapie użytkowania.

W zależności 4.9 liczniki przedstawiają korzyści w postaci produkcji energii elektrycznej w analizowanym okresie użytkowania, natomiast mianowniki to suma wygenerowanych nakładów uwzględniająca między innymi kolejne modernizacje. Czas w przypadku tej zależności liczony jest zawsze od początku pierwszego etapu użytkowania.

W cyklu życia z zastosowanymi modernizacjami przyjęto, że średnioroczna produktywność  $U_r$  jest stała, wyznaczona na podstawie średniej ważonej produktywności z kilku ostatnich lat oraz że zabiegi modernizacyjne nie powodują zmian w produktywności. Wówczas skumulowane korzyści działania elektrowni wiatrowej  $U(t)$  (produktywność w cyklu życia) przyjmują postać funkcji liniowej zależnej od czasu użytkowania (Rys. 4.2). Podobnie będą zmieniać się nakłady na etapie użytkowania  $N_r(t)$ , przy założeniu, że nakłady średnioroczne  $N_r$  są takie same w każdym roku działania oraz przeprowadzone modernizacje nie powodują zmian średniorocznych nakładów (Rys. 4.3). W rzeczywistości zarówno korzyści, jak i nakłady na etapie użytkowania mogą ulec zmianie po przeprowadzonej modernizacji.



Rys. 4.2. Interpretacja graficzna korzyści w funkcji czasu użytkowania (opracowanie własne)



Rys. 4.3. Interpretacja graficzna nakładów na etapie użytkowania w funkcji czasu użytkowania (opracowanie własne)

Zgodnie z danymi podawanymi przez większość producentów elektrowni wiatrowych [McCulloch i in., 2000; Vestas Wind Systems A/S, 2006; Siemens AG, 2014; Shafiee i in., 2016] czas trwania cyklu życia elektrowni wiatrowej od momentu instalacji  $t = 0$  do momentu pierwszej modernizacji  $t = t_{LC1}$  zakłada się na 25 lat. Czas trwania kolejnego etapu użytkowania po modernizacji  $t_{LC1} < t \leq t_{LC2}$  i następnym etapom użytkowania po kolejnych modernizacjach  $t_{LC(j)} < t \leq t_{LC(j+1)}$  może być równy 25 lat lub krótszy w zależności od zakresu modernizacji i stanu technicznego niewymienionych elementów.

W początkowym pierwszym etapie użytkowania (od momentu instalacji  $t = 0$  do momentu pierwszej modernizacji  $t = t_{LC1}$ ) występują nakłady na wytwarzanie  $N_W^1$ , a następnie zagospodarowanie poużytkowe  $N_Z^1$  elementów, a od momentu

modernizacji dodatkowe nakłady na wytwarzanie  $N_W^j$  i zagospodarowanie użytkowe  $N_Z^j$  wymienionych elementów. Zarówno nakłady na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe nie zależą od czasu użytkowania, są stałe dla danego  $j$ -tego etapu użytkowania.

Dla  $j$ -tego etapu użytkowania można więc zapisać zależność na skumulowane nakłady na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe elementów elektrowni wiatrowej w postaci:

$$N[j] = \sum_{i=1}^j (N_W^i + N_Z^i), \quad j = 1, \dots, n, \quad (4.10)$$

Interpretację graficzną skumulowanych nakładów przedstawiono na rysunku 4.4. Wynika stąd jasno, że skumulowane nakłady  $N[j]$  opisane są za pomocą funkcji schodkowej. Zauważalne jest, że dla kolejnych etapów użytkowania elektrowni wiatrowej ( $t_{LC1}, t_{LC2}, \dots, t_{LCj}$ ) skumulowane nakłady na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe  $N[j]$  będą przyjmowały coraz wyższe wartości, co związane jest głównie z wykonywanymi czynnościami modernizacyjnymi i wymianami elementów na każdym z  $j$ -tych etapów użytkowania, które skutkują zużyciem zasobów energomaterialnych. Oczywiście na  $j$ -tym etapie użytkowania wartość nakładów na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe modernizowanych elementów może wzrastać o różną wartość w zależności od zakresu wykonywanych modernizacji. Mogą zachodzić wówczas dla nakładów  $N_W^j$  i  $N_Z^j$  następujące zależności:

$$N_{W(Z)}^{j-1} > N_{W(Z)}^j \quad \text{lub} \quad N_{W(Z)}^{j-1} < N_{W(Z)}^j \quad \text{lub} \quad N_{W(Z)}^{j-1} = N_{W(Z)}^j \quad (4.11)$$

w związku z czym pomiędzy kolejnymi skumulowanymi nakładami będą zachodzić relacje:

$$\begin{aligned} N[j-1] - N[j-2] &> N[j] - N[j-1] \quad \text{lub} \\ N[j-1] - N[j-2] &< N[j] - N[j-1] \quad \text{lub} \\ N[j-1] - N[j-2] &= N[j] - N[j-1] \end{aligned} \quad (4.12)$$

Jeżeli na każdym kolejnym etapie użytkowania dla każdego  $j$  nakłady na wytwarzanie  $N_W^j$  i zagospodarowanie użytkowe  $N_Z^j$  po wykonanych modernizacjach będą takie same, tj.:

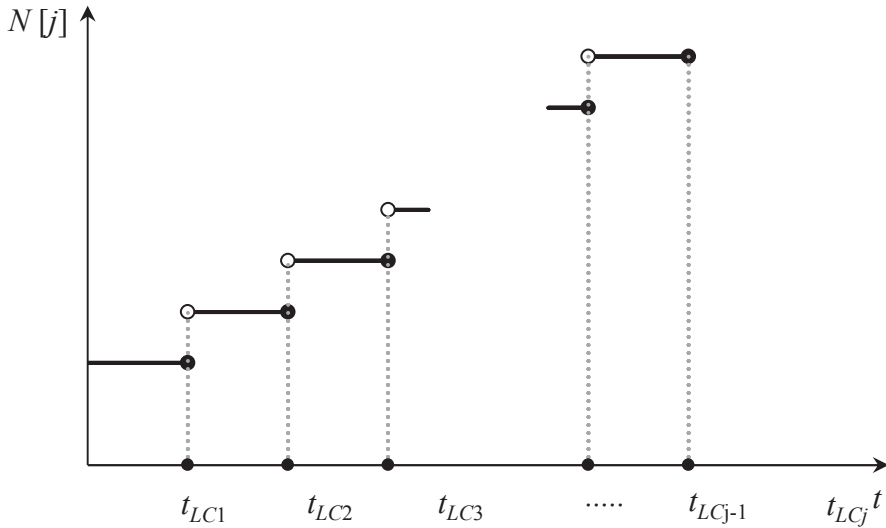
$$N_{W(Z)}^{j-1} = N_{W(Z)}^j \quad \text{oraz} \quad N[j-1] - N[j-2] = N[j] - N[j-1] \quad (4.13)$$

to nakłady skumulowane  $N[j]$  można wyrazić za pomocą ciągu arytmetycznego:

$$N[j] = N_1 + (j-1)(N_W^j + N_Z^j) \quad (4.14)$$

gdzie:  $N_1$  – nakłady na wytwarzanie i zagospodarowanie elementów elektrowni wiatrowej na pierwszym etapie użytkowania,

$$N_1 = N_W^1 + N_Z^1 \quad (4.15)$$



Rys. 4.4. Interpretacja graficzna zależności opisującej skumulowane nakłady na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe elementów elektrowni wiatrowej poddanej j modernizacjom (opracowanie własne)

Zgodnie z zależnością (4.9) całkowite nakłady w cyklu życia elektrowni wiatrowej obejmują nakłady na wytwarzanie, użytkowanie i zagospodarowanie użytkowe. Uwzględniając zależność na skumulowane nakłady (4.10), można zapisać:

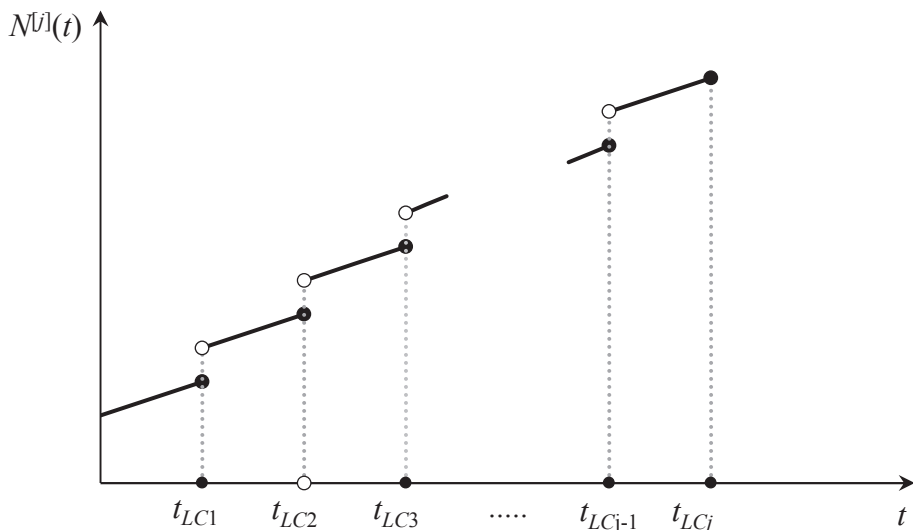
$$N^{[j]}(t) = N[j] + N_r t \quad (4.16)$$

gdzie:  $N^{[j]}(t)$  – całkowite nakłady w cyklu życia elektrowni wiatrowej.

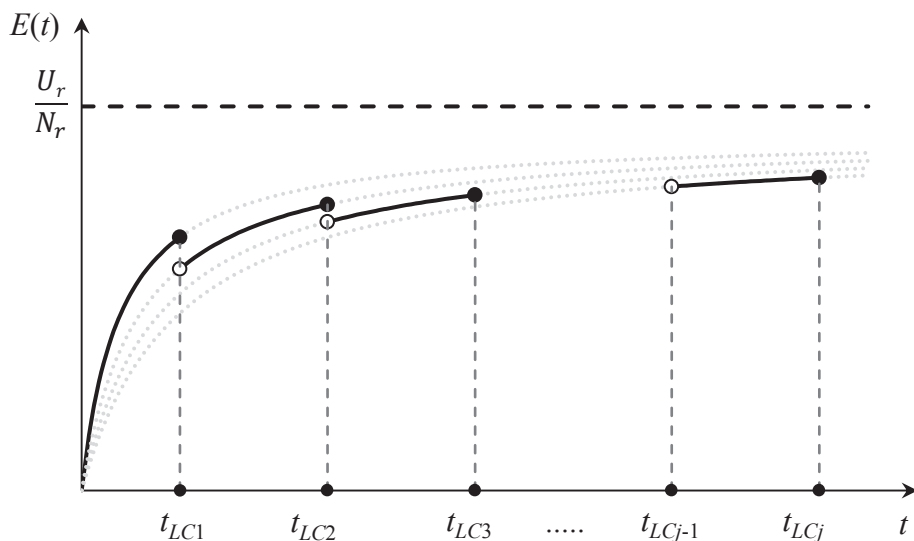
Interpretację graficzną zmian całkowitych nakładów  $N^{[j]}(t)$  przedstawiono na rysunku 4.5. Całkowite nakłady  $N^{[j]}(t)$  przybierają postać funkcji nieciągłej skokowo (lewostronnie ciągłej w punkcie nieciągłości), przy czym punkty nieciągłości występują dla czasu przeprowadzania modernizacji, a więc  $t = t_{LC1}, t_{LC2}, \dots, t_{LCj}$ .

Rozważając zależność opisującą zintegrowany wskaźnik z poniesionych nakładów  $E(t)$  dla cyklu życia z modernizacjami z uwzględnieniem zmian korzyści (Rys. 4.2) i nakładów (Rys. 4.5) w czasie, należy stwierdzić, że zależność ta jest funkcją niemalejącą, nieciągłą skokowo (Rys. 4.6) podobnie jak funkcja całkowitych nakładów  $N^{[j]}(t)$ .





Rys. 4.5. Interpretacja graficzna zależności opisującej całkowite nakłady w cyklu życia elektrowni wiatrowej poddanej  $j$  modernizacjom (opracowanie własne)



Rys. 4.6. Zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów w funkcji czasu dla elektrowni wiatrowej poddanej  $j$  modernizacjom (opracowanie własne)

Wzrost wartości zintegrowanego wskaźnika z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami na etapie użytkowania wynika z rosnących w czasie korzyści  $U(t)$  generowanych na tym etapie. W cyklu życia elektrowni wiatrowej obserwowany jest wzrost korzyści jej działania (wzrost wyprodukowanej energii

elektrycznej), przy stałej wartości nakładów na wytwarzanie elementów  $N_W$  i zagospodarowanie użytkowe  $N_Z$  i niewielkim wzroście nakładów na etapie użytkowania  $N_r(t)$  (obsługi, remonty, zużycie energii). Wzrost nakładów na etapie użytkowania jest zdecydowanie mniejszy niż wzrost korzyści w tym samym czasie. Mając na uwadze, że wskaźnik efektywności jest stosunkiem korzyści do nakładów, przy powyższych założeniach będzie on funkcją rosnącą. W momentach przeprowadzenia modernizacji ( $t_{LC1}$ ) zmniejszenie zintegrowanego wskaźnika efektywności wynika z kalkulowania nakładów na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe wymienianych elementów podczas przeprowadzonej modernizacji, które powiększają wartość nakładów w cyklu życia.

Wartością graniczną, do której dąży funkcja zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów, jest stosunek średniorocznych korzyści  $U_r$  do średniorocznych nakładów  $N_r$  (Rys. 4.6, zależność 4.8). Bez względu na ilość wykonanych zrównoważonych modernizacji maksymalna możliwa wartość zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów nie ulega zmianie i zależy tylko od średniorocznych nakładów i korzyści. Jak wynika z rysunku 4.6, dzięki modernizacjom (zabiegom przedłużania cyklu życia) możliwe jest stopniowe zbliżanie się do krzywej granicznej i uzyskiwanie wyższych efektywności działania na zakończenie etapu cyklu życia z modernizacją ( $t_{LC2}$ ) niż na zakończenie cyklu życia elektrowni wiatrowej bez modernizacji, standardowo po 25 latach ( $t_{LC1}$ ) ( $E(t_{LC2}) > E(t_{LC1})$ ). Przeprowadzanie modernizacji ma sens tylko wtedy, gdy wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów są duże niższe od wartości granicznej:

$$E(t) \ll \frac{U_r}{N_r} \quad (4.17)$$

tak aby możliwe było podwyższanie efektywności działania przez wydłużanie cyklu życia.

Gospodarka obiegu zamkniętego charakteryzuje się kilkoma etapami użytkowania w jednym cyklu życia. Zaproponowany model może znaleźć zastosowanie dla projektowanych i istniejących elektrowni wiatrowych przy ocenie efektywności przedłużania ich cyklu życia oraz oceny efektywności tych działań. Zrównoważona modernizacja wpisuje się więc w fundamentalne założenia gospodarki obiegu zamkniętego przedłużania cyklu istnienia i powtarzania etapu użytkowania w cyklu życia maszyn i urządzeń.

#### 4.4. Zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych

Oceny maszyn, urządzeń, instalacji i procesów powinny być prowadzone w oparciu o kategorie i założenia zrównoważonego rozwoju. Omówiony wcześniej wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów uwzględniał ocenę w obszarze środowiska (wskaźnik z nakładów ekologicznych i energetycznych)

i finansów (wskaźnik z nakładów ekonomicznych). W celu uwzględnienia wszystkich przestrzeni oceny zgodnie z ideą zrównoważonego rozwoju, postanowiono rozszerzyć rozważania efektywnościowe o obszar oddziaływań społecznych, które w znacznym stopniu związane są z działaniem elektrowni wiatrowych.

Jeżeli aspekty społeczne są punktem odniesienia jako nakłady społeczne przyjęto, nadając im odpowiednią wagę, wszystkie siedliska ludzkie istniejące na etapie wytwarzania mocy i energii w promieniu oddziaływania elektrowni wiatrowej, zgodnie z zależnością:

$$NS(t) = \int_0^t ns(t) dt = \left( \sum_{i=1}^n LP_i \cdot w_i \right) \cdot t \quad (4.18)$$

gdzie:  $NS(t)$  – nakłady społeczne istnienia elektrowni wiatrowej,  $ns(t)$  – zależność nakładów społecznych w funkcji czasu,  $LP_i$  – liczba siedlisk ludzkich w  $i$ -tej odległości od elektrowni wiatrowej,  $w_i$  – waga  $i$ -tego siedliska ludzkiego,  $n$  – liczba analizowanych siedlisk ludzkich, na które oddziałuje elektrownia.

Jako siedlisko ludzkie przyjęto dom jednorodzinny lub liczbę mieszkań w domu wielorodzinnym.

Biorąc pod uwagę, że funkcja eksponentialna często opisuje zjawiska społeczne i środowiskowe, zdefiniowano wagę lokalizacji:

$$w_i = \exp\left(-\frac{r_i}{H_{EW}}\right) \quad (4.19)$$

gdzie:  $r_i$  – odległość  $i$ -tego siedliska ludzkiego od elektrowni wiatrowej,  $H_{EW}$  – całkowita wysokość elektrowni wiatrowej (suma wysokości wieży i długości łopaty).

Zakładając graniczną analizowaną wagę siedliska ludzkiego jako  $w_{gr}$ , na podstawie (4.19) można określić promień  $r_{gr}$  nakładów społecznych wokół elektrowni wiatrowej jako:

$$r_{gr} = -H_{EW} \ln w_{gr} \quad (4.20)$$

Korzyści społeczne określono jako energię użytkową  $U(t)$  wytworzoną w ciągu zadanego okresu użytkowania:

$$U(t) = \int_0^t u(t) dt = U_{rE} \cdot t \quad (4.21)$$

gdzie:  $u(t)$  – zależność generowanej mocy w funkcji czasu użytkowania,  $U_{rE}$  – średnioroczna produktywność elektrowni wiatrowej,  $t$  – czas użytkowania w latach.

Na podstawie definicji zintegrowanego wskaźnika z poniesionych nakładów zintegrowany wskaźnik z nakładów społecznych  $E_{ecoNS}$  przyjmie postać:

$$E_{ecoNS} = \frac{U(t)_E}{NS(t)} \quad (4.22)$$

Uwzględniając zależność nakładów społecznych w czasie (4.18):

$$NS(t) = \left( \sum_{i=1}^n LP_i \cdot w_i \right) \cdot t \quad (4.23)$$

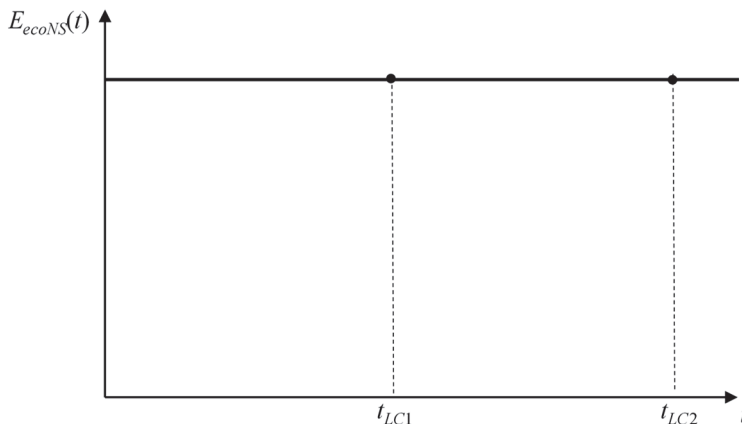
oraz zależność (4.21) określającą korzyści działania, można zapisać:

$$E_{ecoNS} = \frac{U_{rE} \cdot t}{NS \cdot t} = \frac{U_{rE}}{NS} \quad (4.24)$$

Uwzględniając matematyczną postać nakładów społecznych (zależności 4.18 i 4.19), ostatecznie zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych przyjmie postać:

$$E_{ecoNS} = \frac{U_{rE}}{\sum_{i=1}^n LP_i \cdot \exp\left(-\frac{r_i}{H_{EW}}\right)} \quad (4.25)$$

Wynika stąd, że zintegrowany wskaźnik z nakładów społecznych nie zależy od czasu użytkowania, a jedynie od średniorocznych korzyści oraz liczby siedlisk ludzkich i ich odległości od elektrowni wiatrowej oraz założonego promienia oddziaływania elektrowni wiatrowej (Rys. 4.7).



Rys. 4.7. Wykres zależności zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych w funkcji czasu użytkowania elektrowni wiatrowej (opracowanie własne)

## 4.5. Wskaźnikowa metoda oceny efektywności zrównoważonej modernizacji obiektów technicznych

### 4.5.1. Zebranie danych

Jak wspomniano wcześniej, na potrzeby rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego należy wprowadzić wskaźniki oceny działań modernizacyjnych przedłużających cykl życia maszyn i urządzeń. Podjęte w ten sposób działania powinny skutkować wyższą efektywnością wykorzystania surowców, energii, emisji środowiskowych, nakładów ekonomicznych czy kosztów społecznych. Poniżej zdefiniowano dwa wskaźniki oceny efektywności przedłużania cyklu życia elektrowni wiatrowych. Wskaźniki te mogą być również zastosowane w przypadku innych obiektów technicznych.

Pierwszą czynnością, prowadzącą do ich wyznaczenia, jest zebranie potrzebnych danych dotyczących obiektu badań w zakresie: zastosowanych tworzyw, materiałów i elementów, zapotrzebowania na energię oraz poniesionych nakładów ekonomicznych.

Mając dokładne dane co do rodzaju i ilości materiałów użytych do budowy elektrowni wiatrowej, znając jej zapotrzebowanie na energię oraz materiały eksploatacyjne na etapie użytkowania i zakładając różne sposoby zagospodarowania poużytkowego, kompletna analiza daje możliwość wyznaczenia efektywności energetycznej i środowiskowej. Dane ekonomiczne otrzymuje się z informacji finansowych, zbieranych w ramach bilansów.

### 4.5.2. Wyznaczenie wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji

Do oceny efektów zrównoważonej modernizacji zaproponowano pierwszy wskaźnik – efektywności zrównoważonej modernizacji. Wskaźnik ten pozwala na określenie efektów przeprowadzonej modernizacji jako stosunku zintegrowanego wskaźnika efektywności (po zakończeniu etapu użytkowania) po wykonanej modernizacji  $E(t_{LC(j+1)})$  do zintegrowanego wskaźnika efektywności przed rozpoczęciem modernizacji  $E(t_{LCj})$  [Kasner i in., 2020]:

$$E_{Mj} = \frac{E(t_{LC(j+1)})}{E(t_{LCj})} \quad (4.26)$$

gdzie:  $E_{Mj}$  – efektywność kolejnej modernizacji.

W celu wyznaczenia wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji do opisu efektywności elektrowni wiatrowej wprowadzono sekwencję skumulowanych nakładów w postaci:

$$N[j] = \sum_{i=1}^j (N_W^i + N_Z^i), \quad j = 1, \dots, n, \quad (4.27)$$

oraz

$$N[j] = N[j-1] + \left( N_W^j + N_Z^j \right) \quad (4.28)$$

wówczas zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów przyjmuje postać:

$$E^{[j]}(t) = \frac{U(t)}{N_r t + N[j]} = \frac{U_r t}{N_r t + N[j]}, \quad t \geq 0, \quad j = 1, \dots, n \quad (4.29)$$

gdzie:  $j$  –  $j$ -ty etap użytkowania elektrowni wiatrowej.

Wtedy wskaźnik efektywności na każdym z etapów użytkowania cyklu życia wygląda następująco:

$$E(t) = E^{[j]}(t), \quad t_{LCj-1} \leq t \leq t_{LCj}, \quad t_{LC0} = 0, \quad j = 1, \dots, n. \quad (4.30)$$

Stosunek  $E^{[j+1]}(t^{**}) / E^{[j]}(t^*)$  jest zdefiniowany wzorem:

$$\frac{E^{[j+1]}(t^{**})}{E^{[j]}(t^*)} = \frac{t^{**}}{t^*} \frac{N_r t^* + N[j]}{N_r t^{**} + N[j+1]} = \frac{1 + N[j]/(N_r t^*)}{1 + N[j+1]/(N_r t^{**})} \quad (4.31)$$

a dla ustalonego  $t^*$  stosunek ten rośnie monotonicznie przy  $t^{**} \rightarrow \infty$  do (większej niż 1) wartości asymptotycznej:

$$1 + \frac{N[j]}{(N_r t^*)} \quad (4.32)$$

Przez przekształcenie otrzymuje się:

$$E^{[j]}(t) = \frac{U_r}{N_r} \frac{t}{t + \frac{N[j]}{N_r}} = \frac{U_r}{N_r} \frac{1}{1 + \frac{N[j]}{N_r t}} \quad (4.33)$$

wtedy, jeżeli  $t \rightarrow \infty$ , to:

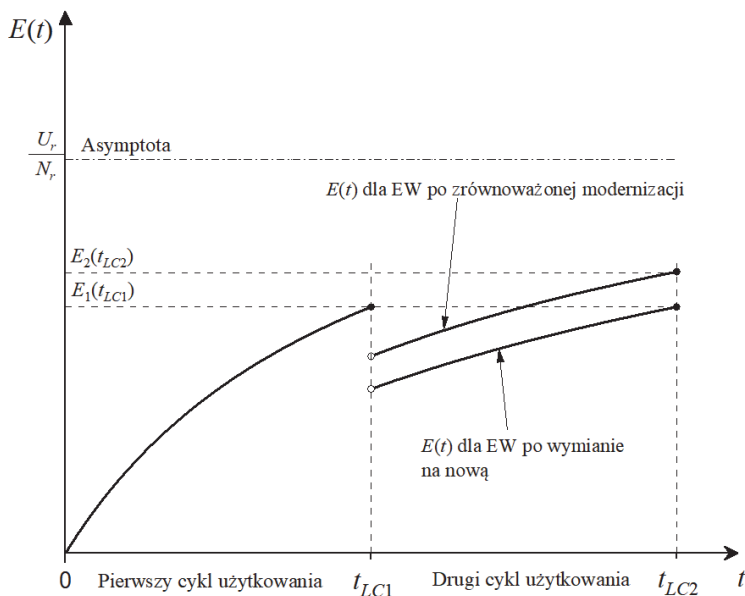
$$E^{[j]}(t) \rightarrow \frac{U_r}{N_r} \quad \text{dla } j = 1, \dots, n \quad (4.34)$$

Stosunek  $E_{Mj}$  wskaźników efektywności na końcu kolejnych ( $j$ -tego i  $(j+1)$ -tego) etapów użytkowania cyklu życia oblicza się według równania (4.31), tj.:

$$E_{Mj} = \frac{E^{[j+1]}(t_{LCj+1})}{E^{[j]}(t_{LCj})} = \frac{t_{LCj+1}}{t_{LCj}} \frac{N_r t_{LCj} + N[j]}{N_r t_{LCj+1} + N[j+1]} = \frac{1 + N[j]/(N_r t_{LCj})}{1 + N[j+1]/(N_r t_{LCj+1})} \quad (4.35)$$

Na rysunku 4.8 przedstawiono interpretację graficzną składników wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji w funkcji czasu użytkowania. Charakterystyczne wartości wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów przedstawiają wartość tego wskaźnika po zakończonych cyklach użytkowania, jako stosunek wskaźnika efektywności

z poniesionych nakładów po zakończonym cyklu użytkowania po modernizacji do wartości wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów po zakończonym cyklu użytkowania przed modernizacją.



Rys. 4.8. Interpretacja graficzna składników wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji (zależność 4.35) (opracowanie własne)

Zaproponowany do oceny efektywności działań związanych z przedłużeniem cyklu życia wskaźnik zrównoważonej modernizacji może być wykorzystany do oceny tych działań dla dowolnych maszyn i urządzeń. Należy tylko właściwie zinterpretować nakłady i korzyści w analizowanym obszarze oceny.

#### 4.5.3. Wyznaczenie wskaźnika czasu zwrotu nakładów na modernizację

Jako drugi wskaźnik do oceny efektów zrównoważonej modernizacji zaproponowano czas zwrotu nakładów na modernizację  $T_{Mj}$ , który określa czas, po którym efektywność obiektu technicznego powraca do efektywności wykorzystania nakładów w momencie sprzed zabiegów modernizacyjnych [Kasner i in., 2020]:

$$T_{Mj} = t_j - t_{LCj} \quad (4.36)$$

gdzie:  $t_j$  – czas, po którym efektywność po modernizacji jest równa efektywności z przed modernizacji, liczony od początku użytkowania,  $t_{LCj}$  – koniec kolejnego etapu procesu użytkowania.

Czas zwrotu nakładów na modernizację  $T_{Mj}$  można wyznaczyć korzystając z warunku równości wartości efektywności obiektu technicznego po modernizacji  $E(t_j)$  i wartości efektywności sprzed modernizacji  $E(t_{LCj})$ , co można zapisać jako:

$$E(t_j) = E(t_{LCj}), \text{ gdzie } t_j \neq t_{LCj} \quad (4.37)$$

Posługując się wyprowadzonymi w poprzednim rozdziale zależnościami opisującymi skumulowane nakłady (zależność 4.27) oraz formuły dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z uwzględnieniem skumulowanych nakładów (zależności 4.29–4.34) określono różnicę między kolejnymi funkcjami w postaci:

$$E^{[j+1]}(t^{**}) - E^{[j]}(t^*) = \frac{U_r}{N_r} \left( \frac{1}{1 + \frac{N[j+1]}{N_r t^{**}}} - \frac{1}{1 + \frac{N[j]}{N_r t^*}} \right) \quad (4.38)$$

Wykorzystując inne przekształcenie określające zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów:

$$E^{[j]}(t) = \frac{U_r}{N_r} \left( 1 - \frac{\frac{N[j]}{N_r}}{t + \frac{N[j]}{N_r}} \right) = \frac{U_r}{N_r} \left( 1 - \frac{1}{1 + \frac{N_r t}{N[j]}} \right) \quad (4.39)$$

można wyznaczyć pochodną w postaci:

$$\frac{dE^{[j]}(t)}{dt} = \frac{U_r}{N_r} \frac{\frac{N_r}{N[j]}}{\left(1 + \frac{N_r t}{N[j]}\right)^2} = \frac{U_r}{N_r} \frac{1}{N[j] \left(1 + \frac{N_r t}{N[j]}\right)^2} \quad (4.40)$$

oraz różnicę

$$E^{[j+1]}(t^{**}) - E^{[j]}(t^*) = \frac{U_r}{N_r} \left( \frac{1}{1 + \frac{N_r t^*}{N[j]}} - \frac{1}{1 + \frac{N_r t^{**}}{N[j+1]}} \right). \quad (4.41)$$

Wiedząc, że  $dE^{[j]}(t)/dt > 0$ , wtedy  $E^{[j]}(t)$  rośnie monotonicznie, a różnica:



$$E^{[j+1]}(t) - E^{[j]}(t) = \frac{U_r}{N_r} \left( \frac{1}{1 + \frac{N_r t}{N[j]}} - \frac{1}{1 + \frac{N_r t}{N[j+1]}} \right) = \frac{U_r}{t} \frac{N_W^{j+1} + N_Z^{j+1}}{\left( N_r + \frac{N[j]}{t} \right) \left( N_r + \frac{N[j+1]}{t} \right)} \quad (4.42)$$

jest dodatnia i dąży do zera, jeżeli  $t \rightarrow \infty$ .

Aby znaleźć punkt  $t_j$ , który spełnia warunki  $t_j > t_{LCj}$  oraz  $E^{[j+1]}(t_j) = E^{[j]}(t_{LCj})$ , należy rozwiązać utworzone na podstawie (4.41), następujące równanie:

$$E^{[j+1]}(t_j) - E^{[j]}(t_{LCj}) = \frac{U_r}{N_r} \left( \frac{1}{1 + \frac{N_r t_{LCj}}{N[j]}} - \frac{1}{1 + \frac{N_r t_j}{N[j+1]}} \right) = 0. \quad (4.43)$$

Po odpowiednich przekształceniach otrzymuje się równości:

$$\frac{1}{1 + \frac{N_r t_{LCj}}{N[j]}} = \frac{1}{1 + \frac{N_r t_j}{N[j+1]}} \quad (4.44)$$

$$1 + \frac{N_r t_{LCj}}{N[j]} = 1 + \frac{N_r t_j}{N[j+1]} \quad (4.45)$$

$$\frac{N_r t_{LCj}}{N[j]} = \frac{N_r t_j}{N[j+1]} \quad (4.46)$$

$$\frac{t_j}{t_{LCj}} = \frac{N[j+1]}{N[j]} \quad (4.47)$$

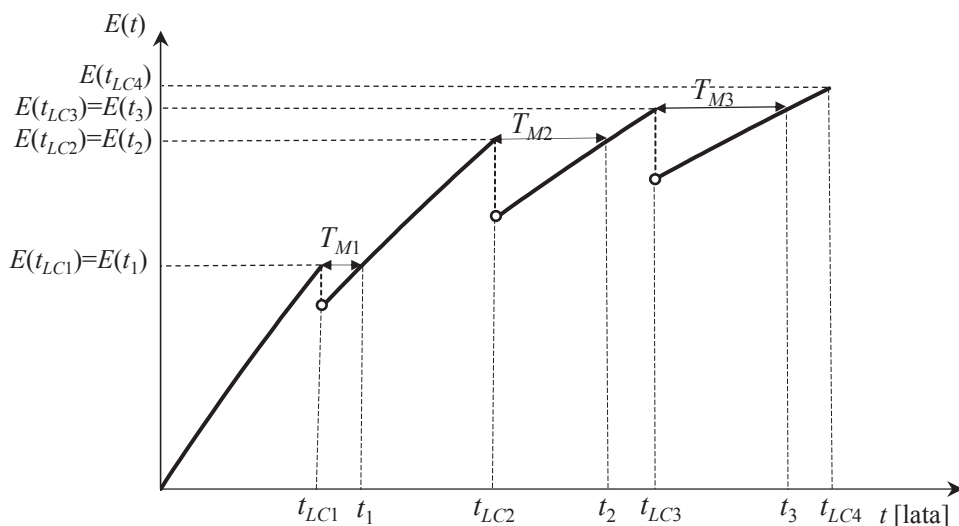
z których określa się pożądany punkt:

$$t_j = t_{LCj} \frac{N[j+1]}{N[j]} \quad (4.48)$$

Ostatecznie czas powrotu do efektywności sprzed modernizacji wyraża się następująco:

$$T_{Mj} = t_j - t_{LCj} = t_{LCj} \left( \frac{N[j+1]}{N[j]} - 1 \right) = t_{LCj} \frac{N_W^{j+1} + N_Z^{j+1}}{N[j]} \quad (4.49)$$

Na rysunku 4.9 przedstawiono interpretację graficzną czasu zwrotu nakładów na modernizację. Zaznaczone czasy  $T_{Mj}$  obrazują wartość tego wskaźnika, czyli czas jaki upływa od rozpoczęcia użytkowania po modernizacji do czasu, kiedy wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów osiągnie wartość z zakończonego etapu użytkowania przed modernizacją.



Rys. 4.9. Interpretacja graficzna wskaźnika czasu zwrotu nakładów na modernizację (zależność 4.36) (opracowanie własne)

Zaproponowany drugi wskaźnik oceny efektywności działań związanych z przedłużeniem cyklu życia – czas zwrotu nakładów na zrównoważoną modernizację – może być wykorzystany do oceny tych działań dla dowolnych maszyn i urządzeń. Podobnie jak przy pierwszym wskaźniku należy tylko właściwie zinterpretować nakłady i korzyści w analizowanym obszarze oceny.

#### 4.5.4. Ujęcie zbiorcze

Podsumowując rozważania dokonane w niniejszym rozdziale, w tabeli 4.2 przedstawiono wartości wskaźników oceny efektywności odnoszących się do różnych, omawianych wyżej aspektów wraz z komentarzem dotyczącym znaczenia wpływu poszczególnych wartości na efektywność zrównoważonej modernizacji.

Tabela 4.2. Zbiór wartości wskaźników oceny efektywności dla różnych aspektów wraz z komentarzem (opracowanie własne)

<b>Wskaźniki oceny aspektów środowiskowych</b>	
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	< 1 – proces zrównoważonej modernizacji negatywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów środowiskowych
	= 1 – proces zrównoważonej modernizacji nie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów środowiskowych
	> 1 – proces zrównoważonej modernizacji pozytywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów środowiskowych
Czas zwrotu nakładów na modernizację	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest < 1, wtedy czasu zwrotu nakładów na modernizację nie wyznacza się
	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest $\geq 1$ , wtedy wyznacza się czas zwrotu nakładów na modernizację. Krótszy czas zwrotu nakładów na modernizację, oznacza szybszy powrót do efektywności wykorzystania nakładów po zakończonym cyklu życia przed modernizacją
<b>Wskaźniki oceny aspektów energetycznych</b>	
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	< 1 – proces zrównoważonej modernizacji negatywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów energetycznych
	= 1 – proces zrównoważonej modernizacji nie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów energetycznych
	> 1 – proces zrównoważonej modernizacji pozytywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów energetycznych
Czas zwrotu nakładów na modernizację	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest < 1, wtedy czasu zwrotu nakładów na modernizację nie wyznacza się
	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest $\geq 1$ , wtedy wyznacza się czas zwrotu nakładów na modernizację. Krótszy czas zwrotu nakładów na modernizację, oznacza szybszy powrót do efektywności wykorzystania nakładów po zakończonym cyklu życia przed modernizacją
<b>Wskaźniki oceny aspektów finansowych</b>	
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	< 1 – proces zrównoważonej modernizacji negatywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów finansowych
	= 1 – proces zrównoważonej modernizacji nie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów finansowych
	> 1 – proces zrównoważonej modernizacji pozytywnie wpływa na efektywność wykorzystania zasobów finansowych
Czas zwrotu nakładów na modernizację	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest < 1, wtedy czasu zwrotu nakładów na modernizację nie wyznacza się
	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest $\geq 1$ , wtedy wyznacza się czas zwrotu nakładów na modernizację. Krótszy czas zwrotu nakładów na modernizację oznacza szybszy powrót do efektywności wykorzystania nakładów po zakończonym cyklu życia przed modernizacją

Tabela 4.2. (ciąg dalszy)

<b>Wskaźniki oceny aspektów społecznych</b>	
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	< 1 – oznacza powstanie nowych siedlisk ludzkich w otoczeniu elektrowni wiatrowych przed zrównoważoną modernizacją i po jej przeprowadzeniu
	= 1 – oznacza brak zmian w analizowanym otoczeniu elektrowni wiatrowych przed zrównoważoną modernizacją i po zrównoważonej modernizacji
	> 1 – oznacza likwidację siedlisk ludzkich w otoczeniu elektrowni wiatrowych przed i po jej przeprowadzeniu
Czas zwrotu nakładów na modernizację	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest < 1, oznacza to obniżenie efektywności wykorzystania nakładów społecznych (w analizowanym otoczeniu elektrowni wiatrowych powstały nowe siedliska ludzkie)
	jeżeli wskaźnik zrównoważonej modernizacji jest $\geq 1$ , oznacza to brak zmian lub wzrost efektywności wykorzystania nakładów społecznych (w analizowanym otoczeniu elektrowni wiatrowych nie powstały siedliska ludzkie lub zostały zlikwidowane)

## **5. Ocena modernizacji wybranych elektrowni wiatrowych z zastosowaniem wskaźnikowej metody oceny efektywności**

### **5.1. Obiekty badań**

Jak wykazano we wcześniejszych rozdziałach, w kontekście gospodarki obiegu zamkniętego zasadne jest wydłużanie cyklu życia obiektów technicznych, jakimi są elektrownie wiatrowe. Jednym z działań może być odpowiednio przeprowadzona modernizacja. Zasadność jej wykonania można ocenić uwzględniając wskaźniki efektywności zrównoważonej modernizacji i czas zwrotu nakładów na modernizację scharakteryzowanych w poprzednim rozdziale (patrz tabela 4.2).

Analiz i dalszych rozważań dotyczących zasadności przeprowadzenia modernizacji elektrowni wiatrowych oraz użyteczności zaproponowanych modeli oceny tego procesu dokonano na przykładzie procesu modernizacji dwóch typów elektrowni wiatrowych – Vestas V90/105 m oraz Vestas V100/120 m o mocy elektrycznej równej 2,0 MW (każda elektrownia), które wzniesiono w miejscowości Suliszewice, w gminie Błaszki (województwo łódzkie) oraz w miejscowości Sokół, w gminie Sobolew (województwo mazowieckie). Na potrzeby analizy założono, że modernizację elektrowni wiatrowej przez wymianę wirnika i gondoli wraz z osprzętem na nowe tego samego typu wykonuje się po 25 latach użytkowania, dokonując tym samym przedłużenia cyklu życia obiektu o kolejne 25 lat.

Oceny modernizacji dokonano w czterech obszarach, dotyczących kwestii energetycznej, środowiskowej, finansowej i społecznej, wykorzystując do tego celu wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji oraz wskaźnik czasu zwrotu nakładów na modernizację.

Postępowanie badawcze uwzględniało następujące etapy:

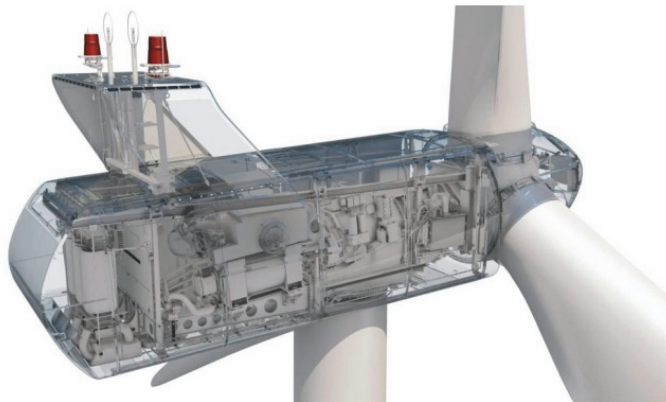
- 1) zebranie danych wejściowych do wyznaczenia wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności w przyjętych przestrzeniach oceny,
- 2) wyznaczenie wartości zintegrowanych wskaźników efektywności dla podstawowego cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m z 25-letnim etapem użytkowania oraz z wykonaną modernizacją przedłużającą cykl życia tych elektrowni o 25 lat,
- 3) wyznaczenie wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji i czasu zwrotu nakładów na modernizację,

#### **5.1.1. Elektrownia wiatrowa Vestas V90/105 m**

Podstawowe elementy budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105 m stanowią: fundament, wieża, zespół gondoli i wirnik. Najważniejszą częścią jest wirnik, w którym dokonuje się zamiana energii wiatru na energię mechaniczną.

Literatura przedmiotu wyróżnia cztery rodzaje wirników: jednopłatowe, dwupłatowe, trójpłatowe oraz wielopłatowe. Najczęściej spotyka się wirniki trójpłatowe z poziomą osią obrotu, zapewniające stabilność konstrukcji.

Wirnik osadzony jest na wale, przez który napędzany jest generator. Wirniki trójpłatowe zbudowane są z włókna szklanego wzmocnionego poliestrem. W piastie wirnika umieszczony jest serwomechanizm pozwalający na ustawienie kąta nachylenia łopatek. Gondola musi mieć możliwość obracania się o 360 stopni, aby zawsze możliwe było ustawienie jej pod wiatr. W związku z tym na szczycie wieży zainstalowany jest silnik, który przez przekładnię zębatą może ją obracać. Pracą mechanizmu ustawienia łopatek i kierunkowania elektrowni zarządza układ mikroprocesorowy na podstawie danych wejściowych (np. prędkości i kierunku wiatru). Ponadto w gondoli znajdują się: transformator, łożyska, układy smarowania oraz hamulec zapewniający zatrzymanie wirnika w sytuacjach awaryjnych (Rys. 5.1) [Vestas Wind Systems A/S, 2010].



Rys. 5.1. Widok na gondolę elektrowni wiatrowej Vestas [Vestas Wind Systems A/S, 2010]

Turbina wykorzystuje mikroprocesorowy system regulacji skoku łopatek o nazwie OptiTip oraz funkcję OptiSpeedTM (regulacja prędkości). Dzięki powyższym funkcjom wirnik turbiny wiatrowej może pracować ze zmienną prędkością, pomagając w utrzymaniu mocy oddawanej na poziomie równym lub zbliżonym do mocy znamionowej [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Turbina V90 jest wyposażona w wirnik o średnicy 90 m, składający się z trzech łopatek i piasty. W zależności od dominujących warunków wietrznych położenie łopatek jest regulowane w sposób ciągły w celu optymalizacji kąta skoku łopatek. Łopaty o długości 44 m, laminowane przy użyciu materiału typu „prepreg” (PP), wykonane są z włókien węglowych i szklanych. Składają się z dwóch płatów przymocowanych do belki nośnej. Łopaty są wyposażone w dwurzędowe, czteropunktowe łożyska kulkowe [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Energia wiatru przekazywana do turbiny jest korygowana przez regulację skoku łopat w zależności od przyjętej strategii sterowania. Układ sterowania skokiem łopaty pełni także rolę podstawowego układu hamowania dzięki ustawieniu łopat równoległe do kierunku wiatru. Powoduje to pracę wirnika na biegu jałowym. Łopaty łączą się z piastą za pomocą dwurzędowych, czteropunktowych łożysk kulkowych. Sterowanie skokiem łopaty opiera się na układzie hydraulicznym, w którym zastosowano po jednym cylindrze do regulacji każdej z łopat. Energia hydrauliczna dostarczana jest do cylindrów z agregatu hydraulicznego umieszczonego w gondoli przez skrzynię przekładni głównej i wał główny, za pośrednictwem złącza obrotowego. Akumulatory powietrzne znajdujące się wewnątrz piasty wirnika zapewniają moc wystarczającą do zmiany ustawienia łopat turbiny w przypadku awarii [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Piasta służy do osadzenia trzech łopat i przenosi siły oddziaływania na łożysko główne. Konstrukcja piasty podtrzymuje łożyska łopat i cylinder regulujący kąt nachylenia łopaty [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Skrzynia przekładni głównej przekazuje moment obrotowy z wirnika do generatora. Zakres prędkości obrotowych wirnika to 12–18 obr./min. Składa się on z przekładni planetarnej połączonej ze skrzynią dwustopniowej przekładni równoległej, drążków reakcyjnych i tłumików drgań. Moment obrotowy przekazywany jest z wału szybkoobrotowego do generatora za pośrednictwem sprzęgła kompozytowego, znajdującego się za hamulcem tarczowym. Hamulec tarczowy jest zamocowany bezpośrednio na wale szybkoobrotowym [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Łożyska generatora są smarowane, a smar podawany jest w sposób ciągły przez automatyczną smarownicę, gdy temperatura gondoli jest wyższa niż  $-10^{\circ}\text{C}$ . Przepływ smaru wynosi około  $2400\text{ cm}^3$  w ciągu roku. Sprzęgło wału szybkoobrotowego przekazuje moment obrotowy z szybkoobrotowego wału wyjściowego skrzyni przekładniowej na wał wejściowy generatora. Rolą sprzęgła jest kompensowanie braku współosiowości między skrzynią przekładniową a generatorem. Złożone jest ono z dwóch tarcz kompozytowych, tulei pośredniej z dwoma aluminiowymi kołnierzami oraz z tulei z włókna szklanego. Sprzęgło przymocowane jest do trójramiennych piast tarczy hamulcowej i do piasty generatora [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Układ kierunkowania ma za zadanie utrzymywanie turbiny w pozycji nawietrznej. Gondola jest zamocowana na płycie kierunkowania, połączonej śrubami z wieżą turbiny. Układ łożysk kierunkujących tworzą łożyska ślizgowe. Asynchroniczne, wyposażone w hamulce silniki kierunkowania umożliwiają obracanie się gondoli na szczycie wieży. Informacje o kierunku wiatru przekazywane są z czujnika wiatru do sterownika turbiny. W gondoli znajduje się dźwиг obsługowy w postaci pojedynczego wciągacza łańcuchowego [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Obudowa gondoli wykonana jest z tworzyw polimerowych wzmocnionych włóknem szklanym. W podłodze umieszczone są włazy służące do opuszczania

i wciągania sprzętu oraz do ewakuacji personelu. Na dachu znajdują się czujniki wiatru i świetliki, otwierane z wnętrza gondoli. Obudowa jest zamocowana na konstrukcji dźwigarowej. Z wieży można dostać się do gondoli przez układ kierunkowania. Płyta podstawy gondoli składa się z dwóch części: przedniej, wykonanej z żeliwa i tylnej – w formie konstrukcji dźwigarowej. Przednia część podstawy gondoli stanowi bazę dla układu przeniesienia napędu i przekazuje siły z wirnika do wieży przez układ kierunkowania. Powierzchnia spodnia jest obrobiona i połączona z łożyskiem układu kierunkowania, a przekładnie układu kierunkowania są połączone śrubami z przednią częścią płyty podstawy gondoli. Fundament podtrzymuje dźwigary dźwigu za pośrednictwem pionowych belek usytuowanych wzdłuż gondoli. Niższe belki konstrukcji dźwigarowej są połączone z tyłu. Tylne części fundamentu służy jako podpora dla paneli sterowniczych, generatora i transformatora [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

W analizowanej elektrowni zastosowano generator indukcyjny (asynchroniczny) pierścieniowy; energię pozyskuje się natomiast także z wirnika – przez falownik AC/AC zmieniający częstotliwość. Takie rozwiązanie umożliwia pracę przy zmiennej prędkości obrotowej turbiny dopasowanej do prędkości wiatru według kryterium mocy. Trójfazowy generator z wirnikiem uzwojonym podłączony jest do Vestas Converter System (układ przetwornicy Vestas) przez układ pierścieni ślizgowych. Generator jest wyposażony w układ chłodzenia typu powietrze-powietrze, z wewnętrznym i zewnętrznym obiegiem chłodzenia. Obieg zewnętrzny wykorzystuje powietrze z gondoli i usuwa je przez wylot znajdujący się przy tylnym końcu gondoli. Generator ma cztery bieguny. Uzwojenia wirnika i stojana generatora mają formę regularną. Stojan jest połączony w gwiazdę przy małej mocy i w trójkąt przy dużej mocy. Wirnik jest połączony w gwiazdę i izolowany od wału [Vestas Wind Systems A/S, 2010]. Prędkość obrotowa generatora w tego typu elektrowni wynosi 1500–1800 obr./min.

Transformator jest umieszczony w wydzielonym, zamkniętym pomieszczeniu gondoli i posiada ochronniki przepięciowe zamocowane po stronie wysokiego napięcia. Jest to transformator z podwójnym uzwojeniem, trójfazowy, suchy. Uzwojenia są połączone w trójkąt po stronie wysokiego napięcia. Napięcie na uzwojeniach niskiego napięcia wynosi 690 V, napięcie na odczepach – 480 V, a uzwojenia są połączone w gwiazdę. Znajdujące się w gondoli układy 690 V i 480 V są układami Dyn, co oznacza, że punkt gwiazdowy jest połączony z uzwojeniem [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

W maszynie indukcyjnej (prądnicy asynchronicznej) pierścieniowej jest następujący obieg mocy. Uzwojenie stojana (twornika o liczbie par biegunów  $p = 2$ ) połączone jest tylko przez transformator z siecią elektromagnetyczną o częstotliwości napięcia 50 Hz, a strumień magnetyczny w szczelinie maszyny wiruje z prędkością 1500 obr./min. Jeżeli wirnik maszyny wiruje z prędkością obrotową mniejszą od 1500 obr./min to maszyna pracuje jako silnik. Kolejność faz napięć w uzwojeniach stojana i wirnika jest zgodna. W tym czasie z sieci elektromagnetycznej pobierana jest moc przez uzwojenie stojana i przekazywana jest, przez



przekładnię, do turbiny (napędza turbinę), a część tej mocy przez wirnik i falownik AC/AC wraca do sieci elektromagnetycznej. Przy prędkości obrotowej wirnika większej od 1500 obr./min (nadsynchronicznej) maszyna pracuje jako prądnicą (generator), a napędza ją turbina przez przekładnię mechaniczną. Kolejność faz napięć uzwojenia wirnika zmienia się na przeciwną, mniejsza część mocy mechanicznej z wirnika, przez falownik AC/AC, przechodzi do sieci elektromagnetycznej, a druga większa część mocy przechodzi przez szczelinę do uzwojenia stojana i przez transformator do sieci elektromagnetycznej. Do sieci elektromagnetycznej moc przekazywana jest łącznie z wirnika i stojana.

Vestas V90 jest wyposażony w dwa ultradźwiękowe czujniki wiatru z wbudowanymi elementami grzejnymi. Turbina jest sterowana i monitorowana za pośrednictwem sterownika System 3500 i oprogramowania sterownika firmy Vestas. Sterownik turbiny zawiera cztery główne procesory, które sterują urządzeniami naziemnymi, gondolą, piastą i przetwornicą, połączone ze sobą siecią optyczną 2,5 Mbit ArcNet. Moduły I/O są połączone jako moduły stelażowe (rack) w stelażu System 3500 lub przez sieć CAN [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Głównym hamulcem Vestas V90 jest hamulec aerodynamiczny. Hamowanie turbiny polega na ustawieniu trzech łopat w chorągiewkę. W przypadku zatrzymania awaryjnego wszystkie trzy łopaty będą równocześnie utrzymywać pozycję w chorągiewkę aż do całkowitego zatrzymania, zmniejszając w ten sposób prędkość wirnika. Ponadto, na wale szybkoobrotowym skrzyni przekładniowej znajduje się mechaniczny hamulec tarczowy. Hamulec mechaniczny jest stosowany jako hamulec postojowy oraz w przypadku użycia przycisku wyłącznika bezpieczeństwa. Wielkość obrotów na minutę generatora oraz obrotów na minutę wału głównego jest rejestrowana przez czujniki indukcyjne i przeliczana przez sterownik turbiny wiatrowej w celu zabezpieczenia przed nadmierną prędkością obrotową i błędami wyznaczania obrotów. Turbina jest też wyposażona w VOG (Vestas Overspeed Guard, zabezpieczenie Vestas przed nadmierną prędkością obrotową), będące niezależnym modułem komputerowym, który mierzy obr./min wirnika. W przypadku osiągnięcia nadmiernej prędkości obrotowej VOG aktywuje awaryjne ustawienie trzech łopat w chorągiewkę [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Wieże rurowe Vestas V90 posiadają połączenia kołnierzowe wewnętrzne. Magnesy zapewniają podtrzymanie obciążenia w poziomie, a elementy wewnętrzne, jak platformy, drabiny itp., są podtrzymywane w pionie (tj. zgodnie z kierunkiem siły grawitacyjnej) przez połączenia mechaniczne. Dostęp do górnej platformy wieży umożliwia drabina lub dźwig dla obsługi technicznej. Z górnej platformy można dostać się do gondoli, korzystając z drabiny [Vestas Wind Systems A/S, 2010].

Substancje chemiczne (oleje, smary, płyny czy inne środki) są dobierane i oceniane zgodnie z wymaganiami Systemu Zarządzania Środowiskowego Vestas Wind Systems A/S, certyfikowanego na zgodność z normą ISO 14001:2004. Są to:

- płyn zapobiegający zamarzaniu, stosowany w układzie chłodniczym,
- olej przekładniowy do smarowania skrzyni przekładniowej,

- olej hydrauliczny do regulacji skoku łopat i obsługi hamulca,
- smar stały do smarowania łożysk,
- różne środki czyszczące oraz substancje chemiczne używane do konserwacji turbiny.

### **5.1.2. Elektrownia wiatrowa Vestas V100/120 m**

Turbina wiatrowa Vestas V100/120 m o mocy 2 MW jest turbiną z regulowanym skokiem łopat, zwróconą przodem do wiatru, z aktywnym kierunkowaniem i wirnikiem trójpłatowym.

Turbina wykorzystuje mikroprocesorowy układ sterowania skokiem łopaty OptiTip® oraz zmienną prędkość (przetwornica VCS – Vestas Converter System). Dzięki powyższym funkcjom wirnik turbiny wiatrowej może pracować ze zmienną prędkością obrotową (obr./min), utrzymując moc oddawaną na poziomie równym lub zbliżonym do mocy znamionowej nawet przy dużej prędkości wiatru [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Moc przetwarzana przez prądnicę jest równa mocy, którą pozyskuje turbina ze strugi wiatru przechodzącej przez powierzchnię omiatanej przez łopatę, pomniejszoną o sprawność turbiny, przekładni, generatora. Moc maksymalna, którą turbina 3-łopatowa może pozyskać z wiatru jest równa około 38% mocy strugi wiatru. Regulacja pozyskiwania mocy maksymalnej odbywa się przez ustawienie kąta łopat do kierunku wiatru, dlatego kąt łopat jest regulowany. Jeżeli moc pozyskiwana ze strugi powietrza jest większa od mocy znamionowej prądnicy, to kąt ustawienia osi turbiny do kierunku wiatru zmienia się tak, aby prądnica pracowała z mocą znamionową.

Turbina wyposażona jest w wirnik o średnicy równej 100 m, składający się z trzech łopat i piasty. W celu optymalizacji kąta skoku łopat ich położenie jest regulowane w zależności od dominujących warunków wietrznych. Łopaty o długości 49 m są laminowane z użyciem materiału typu „prepreg” z polipropylenu i wykonane z włókien węglowych i szklanych. Łopaty składają się z dwóch płatów przymocowanych do belki nośnej. Łożyska łopaty mają postać dwurzędowych, czteropunktowych poprzecznych łożysk kulkowych [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Energia wiatru przekazywana do turbiny jest korygowana przez regulację skoku łopat w zależności od przyjętej strategii sterowania. Układ sterowania skokiem łopaty pełni także rolę podstawowego układu hamowania dzięki ustawieniu łopat równoległe do kierunku wiatru. Powoduje to pracę wirnika na biegu jałowym [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Łopaty są połączone z piastą za pomocą dwurzędowych, czteropunktowych poprzecznych łożysk kulkowych. Sterowanie skokiem łopaty opiera się na układzie hydraulicznym, w którym zastosowano po jednym cylindrze do regulacji każdej z łopat. Moc hydrauliczna dostarczana jest do cylindrów z agregatu hydraulicznego umieszczonego w gondoli przez główną skrzynię przekładni i wał

główny, za pośrednictwem złącza obrotowego. Akumulatory hydrauliczne znajdujące się wewnątrz piasty wirnika dostarczają do łopat moc w razie utraty zasilania [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Piasta służy do osadzenia trzech łopat i przekazuje siły oddziaływania na łożysko główne. Jej konstrukcja podtrzymuje również łożyska łopat oraz cylinder regulujący kąt nachylenia łopaty [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Główna skrzynia przekładniowa przekazuje moment obrotowy z wirnika na generator. Zakres prędkości obrotowych wirnika to 12–17 obr./min. Główna skrzynia przekładniowa składa się z przekładni planetarnej połączonej ze skrzynią przekładni zębatych równoległych, drążków reakcyjnych oraz tłumików drgań. Moment obrotowy jest przekazywany z wału szybkoobrotowego do generatora za pomocą podatnego sprzęgła kompozytowego, znajdującego się za hamulcem tarczowym. Hamulec ten jest zamocowany bezpośrednio na wale szybkoobrotowym [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Łożyska są smarowane smarem stałym, podawanym w sposób ciągły przez automatyczny układ smarowania, gdy temperatura gondoli jest wyższa niż  $-10^{\circ}\text{C}$ . Roczny przepływ smaru wynosi około  $2400\text{ cm}^3$  [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Sprzęgło podatne przekazuje moment obrotowy z szybkoobrotowego wału wyjściowego skrzyni przekładniowej na wał wejściowy generatora. Zadaniem sprzęgła podatnego jest kompensowanie braku współosiowości pomiędzy skrzynią przekładniową a generatorem. Sprzęgło złożone jest z dwóch tarcz kompozytowych oraz z tulei pośredniej z dwoma kołnierzami aluminiowymi i tulei z włókna szklanego. Sprzęgło przymocowane jest do trójramiennych piast na tarczy hamulcowej i do piasty generatora [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Zadaniem układu kierunkowania jest utrzymywanie turbiny w pozycji nawietrznej. Gondola jest zamocowana na pierścieniu kierunkowania, połączonym z wieżą turbiny za pomocą śrub. Układ łożysk kierunkujących tworzą łożyska ślizgowe. Asynchroniczne silniki kierunkowania są wyposażone w hamulce i umożliwiają obracanie się gondoli na szczycie wieży. Dane dotyczące kierunku wiatru przekazywane są do sterownika turbiny z czujnika wiatru [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Wieże rurowe z połączeniami kołnierzowymi, posiadające świadectwa zgodne z odpowiednimi homologacjami typu, są dostępne w różnych wysokościach standardowych. Magnesy zapewniają utrzymanie elementów poziomo w stosunku do elementów wewnętrznych np. platform, drabin itp. Elementy wewnętrzne wieży są podtrzymywane pionowo (tj. w kierunku zgodnym z działaniem grawitacji) przez połączenia mechaniczne. Podane wysokości piasty obejmują odległość od górnej części fundamentu do poziomu gruntu, wynoszącą około 0,6 m w zależności od grubości dolnego kołnierza, oraz odległość od górnego kołnierza wieży do środka piasty – wynoszącą 1,70 m [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Obudowa gondoli jest wykonana z włókna szklanego. W podłodze umieszczone są włazy służące do opuszczania i wciągania sprzętu do gondoli oraz do

ewakuacji personelu. Dach wyposażony jest w czujniki wiatru i świetliki otwierane z wnętrza gondoli, aby uzyskać dostęp do dachu, i z zewnątrz, aby dostać się do gondoli. Obudowa gondoli jest zamocowana na konstrukcji dźwigarowej. Z wieży można dostać się do gondoli przez układ kierunkowania. Fundament gondoli składa się z dwóch części: przedniej, wykonanej z żeliwa i tylnej – w postaci spawanej konstrukcji stalowej. Przednia część fundamentu gondoli stanowi fundament dla układu przeniesienia napędu, który przekazuje siły z wirnika do wieży przez układ kierunkowania. Powierzchnia dolna jest obrobiona i połączona z łożyskiem układu kierunkowania, a przekładnie układu kierunkowania są połączone śrubami z przednią częścią fundamentu gondoli. Dźwigary dźwigu są przytwierdzone do konstrukcji górnej. Niższe belki konstrukcji dźwigarowej są połączone z tyłu. Tylna część fundamentu służy jako fundament dla paneli sterowniczych, systemu chłodzenia i transformatora. Obudowa gondoli jest zainstalowana na jej fundamencie [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Chłodzenie głównych komponentów turbiny (skrzyni przekładniowej, hydraulicznego zespołu napędowego i przetwornicy VCS) odbywa się za pośrednictwem wodnego układu chłodzenia. Generator chłodzony jest powietrzem z gondoli, a transformator wysokiego napięcia – głównie powietrzem otaczającym [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Wszystkie pozostałe układy wytwarzające ciepło są także wyposażone w wentylatory i/lub chłodnice, lecz uważa się, że ich wpływ na termodynamikę gondoli jest niewielki [Vestas Vind Systems A/S, 2013].

Podobnie jak w poprzednim przypadku również w tym typie elektrowni zastosowany jest generator indukujący (asynchroniczny) pierścieniowy pozwalający na pracę maszyny przy zmiennych prędkościach obrotowych wirnika. Trójfazowy generator jest połączony z przetwornicą VCS za pośrednictwem układu pierścieni ślizgowych. Ma dwa obiegi chłodzenia powietrzem: wewnętrzny i zewnętrzny. Obieg zewnętrzny wykorzystuje powietrze z gondoli i wydalą je przez tylną część gondoli. Generator ma cztery bieguny. Tworzą go zarówno uzwojenia wirnika, jak i stojana. Stojan jest połączony gwiazdowo przy niskiej mocy, a połączenia w trójkąt stosowane są przy wysokiej mocy. Wirnik jest połączony gwiazdowo i izolowany od wału. W maszynie indukcyjnej pierścieniowej na wale wirnika są trzy pierścienie ślizgowe (zwykle mosiężne). Na pierścieniach są umieszczone szczotki (zwykle elektrografitowe), a końce przewodów ze szczotek są połączone z falownikiem AC/AC. Szczotki ścierają się i należy je wymieniać co parę lat, a pierścienie czyścić. Pierścienie ślizgowe mocowane są do wirnika w celu sterowania przetwornicą VCS [Vestas Vind Systems A/S, 2013]. Prędkość obrotowa generatora w tego typu elektrowni wynosi 1500–1800 obr./min.

Transformator znajduje się w wydzielonym, zamkniętym pomieszczeniu z tyłu gondoli. Jest to transformator trójfazowy, suchy o izolacji niepalnej. Na tabliczce znamionowej transformatora podany jest układ połączenia uzwojeń Dyn (D – uzwojenie górnego napięcia jest połączone w trójkąt, y – uzwojenie dolnego napięcia jest połączone w gwiazdę, n – wyprowadzony punkt zerowy gwiazdy).

W maszynie indukcyjnej (prądnicy asynchronicznej) pierścieniowej jest następujący obieg mocy. Uzwojenie stojana (twornika o liczbie par biegunów  $p = 2$ ) połączone jest tylko przez transformator z siecią elektromagnetyczną o częstotliwości napięcia 50 Hz, a strumień magnetyczny w szczelinie maszyny wiruje z prędkością 1500 obr./min. Jeżeli wirnik maszyny wiruje z prędkością obrotową mniejszą od 1500 obr./min to maszyna pracuje jako silnik. Kolejność faz napięć w uzwojeniach stojana i wirnika jest zgodna. W tym czasie z sieci elektromagnetycznej pobierana jest moc przez uzwojenie stojana i przekazywana jest, przez przekładnię, do turbiny (napędza turbinę), a część tej mocy przez wirnik i falownik AC/AC wraca do sieci elektromagnetycznej. Przy prędkości obrotowej wirnika większej od 1500 obr./min (nadsynchronicznej) maszyna pracuje jako prądnica (generator), a napędza ją turbina przez przekładnię mechaniczną. Kolejność faz napięć uzwojenia wirnika zmienia się na przeciwną, mniejsza część mocy mechanicznej z wirnika, przez falownik AC/AC, przechodzi do sieci elektromagnetycznej, a druga większa część mocy przechodzi przez szczelinę do uzwojenia stojana i przez transformator do sieci elektromagnetycznej. Do sieci elektromagnetycznej moc przekazywana jest łącznie z wirnika i stojana.

## 5.2. Dane wejściowe

Pierwszym zadaniem podczas oceny efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych jest identyfikacja potrzebnych informacji, obejmująca cały cykl życia tych obiektów. Informacje te, w postaci punktowych wartości, stanowią ilościowo zbierane i uporządkowane, dane wejściowe.

Do wyznaczenia wartości wskaźników oceny modernizacji niezbędne jest określenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów (zależność 4.9). Korzyści w tym przypadku stanowi energia elektryczna wyprodukowana w cyklu życia analizowanych elektrowni, a nakłady odpowiednio: energia zużyta w cyklu życia dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych (zależność 4.6), emisje  $\text{CO}_2\text{eq}$  dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z emisji  $\text{CO}_2\text{eq}$  (zależność 4.3) oraz nakłady społeczne dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych (zależność 4.25). Korzyściami w obszarze oceny ekonomicznej dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów ekonomicznych (zależność 4.7) są korzyści finansowe wynikające ze sprzedaży energii, a nakłady ekonomiczne stanowią wszystkie koszty w cyklu życia.

### 5.2.1. Dane energetyczne

Aspekty energetyczne stanowią istotną grupę czynników, które należy rozpatrywać w analizie efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych. Efektywność z nakładów energetycznych jest rozumiana jako stosunek rocznej średniej produktywności na etapie użytkowania do poniesionych nakładów energetycznych na wytwarzanie, użytkowanie i poużytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów elektrowni wiatrowej.

W tabeli 5.1 przedstawiono inwentaryzacyjne dane energetyczne rzeczywistych produktywności i zużycia na potrzeby własne w latach 2016–2019 elektrowni wiatrowych Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m. Dane te stanowią podstawę do określania zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów energetycznych oraz analiz finansowych. W analizie uwzględniono wszystkie rodzaje energii użytkowej powstające i zużywane w całym cyklu istnienia bez podziału na energię odnawialną, elektryczną czy ciepłą, z wyłączeniem energii strugi wiatru przechodzącego przez wirnik turbiny wiatrowej, która jest energią pierwotną, odnawialną, darmową, powszechnie występującą w środowisku i nie nadaje się do bezpośredniego wykorzystania.

Energia sprzedana (potocznie nazywana czarną) to energia dostarczona przez elektrownię wiatrową do krajowego systemu elektroenergetycznego, natomiast energia wytworzona (nazywana też zieloną) to energia zmierzona na zaciskach generatora. Podział na te rodzaje energii jest niezbędny do właściwej oceny przychodów finansowych ze sprzedaży energii elektrycznej (czarnej) oraz otrzymanych praw majątkowych i zielonych certyfikatów (energia zielona). Potrzeby własne to zużycie energii przez elektrownie wiatrowe w czasie, kiedy nie jest produkowana energia wiatrowa lub produkcja elektrowni wiatrowej jest niższa od zapotrzebowania własnego elektrowni.

Tabela 5.1. Nakłady i korzyści energetyczne elektrowni Vestas V100/120 m i Vestas V90/105 m (opracowanie własne)

Miesiąc rok	Vestas V100/120 m			Vestas V90/105 m			
	energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]	energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]	
2016	styczeń	629,774	685,389	0,494	525,895	616,111	0,615
	luty	735,512	773,624	0,477	663,393	680,475	0,460
	marzec	502,082	567,443	0,587	415,860	439,161	0,878
	kwiecień	419,790	470,078	1,076	426,625	449,658	0,800
	maj	393,488	440,226	1,427	425,809	447,665	0,948
	czerwiec	327,119	366,791	1,783	288,001	312,328	1,556
	lipiec	385,009	427,916	1,944	321,095	342,600	1,665
	sierpień	306,854	358,419	1,492	302,539	332,329	0,865
	wrzesień	353,632	398,242	1,635	311,765	333,026	1,214
	październik	697,038	734,280	0,891	512,903	537,196	0,657
	listopad	682,214	718,249	0,918	577,222	590,357	0,657
grudzień	664,731	706,534	0,717	713,265	731,854	0,481	
<b>SUMA ROK 2016</b>	<b>6097,243</b>	<b>6647,191</b>	<b>13,441</b>	<b>5484,372</b>	<b>5812,76</b>	<b>10,796</b>	



Tabela 5.1. (ciąg dalszy)

Miesiąc rok		Vestas V100/120 m			Vestas V90/105 m		
		energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]	energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]
2017	styczeń	568,010	612,597	1,297	477,799	500,821	1,681
	luty	634,200	673,067	0,577	525,872	545,206	0,692
	marzec	594,852	633,496	1,015	592,978	613,344	0,660
	kwiecień	636,203	679,756	0,515	611,833	630,737	0,452
	maj	409,308	456,329	1,295	477,021	498,357	0,840
	czerwiec	534,990	576,916	0,955	465,207	485,703	0,743
	lipiec	365,959	411,035	1,630	310,890	336,315	1,252
	sierpień	352,141	399,473	1,614	363,946	387,276	1,182
	wrzesień	581,827	616,597	1,133	523,662	541,644	0,631
	październik	773,953	806,384	0,540	753,345	796,208	0,402
	listopad	589,696	639,249	0,497	608,491	627,570	0,458
grudzień	829,805	861,557	0,686	846,973	858,413	0,853	
<b>SUMA ROK 2017</b>		<b>6870,944</b>	<b>7366,456</b>	<b>11,754</b>	<b>6558,017</b>	<b>6821,594</b>	<b>9,846</b>
2018	styczeń	800,782	838,558	0,516	838,309	854,162	0,234
	luty	306,848	364,003	1,061	281,297	303,691	1,077
	marzec	577,181	620,088	0,992	580,171	600,344	0,596
	kwiecień	672,487	714,199	0,544	612,327	629,521	0,527
	maj	460,666	509,696	1,046	409,053	431,231	1,011
	czerwiec	350,874	391,516	1,785	356,407	380,411	0,946
	lipiec	355,371	407,154	1,492	297,331	321,900	1,402
	sierpień	281,587	321,047	1,956	311,960	337,638	1,379
	wrzesień	449,566	482,187	1,313	454,530	474,372	0,945
	październik	587,871	622,183	1,382	616,428	632,148	0,82
	listopad	517,018	562,601	1,25	526,708	546,644	0,737
	grudzień	699,120	743,263	0,483	711,609	730,735	0,317
<b>SUMA ROK 2018</b>		<b>6059,371</b>	<b>6576,495</b>	<b>13,82</b>	<b>5996,13</b>	<b>6242,797</b>	<b>9,991</b>

Tabela 5.1. (ciąg dalszy)

Miesiąc rok		Vestas V100/120 m			Vestas V90/105 m		
		energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]	energia sprzedana [MWh]	energia wytworzona [MWh]	potrzeby własne [MWh]
2019	styczeń	651,970	690,092	0,944	681,812	701,931	0,597
	lutym	590,790	620,316	1,238	686,713	701,257	0,397
	marzec	812,705	849,036	0,285	745,182	762,964	0,613
	kwiecień	620,558	664,184	0,529	639,812	639,812	0,428
	maj	428,254	475,962	1,247	435,467	459,531	0,967
	czerwiec	373,065	406,564	1,378	351,924	375,631	1,148
	lipiec	385,636	436,732	1,377	358,120	378,092	1,403
	sierpień	352,787	399,539	1,706	260,168	290,137	1,368
	wrzesień	509,758	550,761	1,015	496,859	518,796	0,92
	październik	550,782	596,542	0,791	529,792	550,511	1,072
	listopad	750,199	784,299	0,514	660,664	678,892	0,441
grudzień	820,238	857,627	0,387	697,225	714,312	1,115	
<b>SUMA ROK 2019</b>		<b>6846,742</b>	<b>7331,654</b>	<b>11,411</b>	<b>6543,738</b>	<b>6771,866</b>	<b>10,469</b>
<b>Wartości średnioroczne</b>		<b>6468,575</b>	<b>6980,449</b>	<b>12,6065</b>	<b>6145,56425</b>	<b>6412,25425</b>	<b>10,2755</b>

Oszacowanie zużycia energii za pomocą metody LCA przeprowadzono zgodnie z normą ISO 14040:2006 [International Organization for Standardization, 2006] z wykorzystaniem oprogramowania SimaPro. Za jednostkę funkcjonalną przyjęto 1 elektrownię wiatrową. Granice systemu stanowiły granice terytorialne Unii Europejskiej. Analizę przeprowadzono dla 25-letniego cyklu życia obu elektrowni oraz zakładając 50-letni etap użytkowania dla cyklu życia z modernizacjami. Analiza LCA obejmowała etapy wytwarzania, transportu, użytkowania, modernizacji i zagospodarowania poużytkowego. Z systemu wyłączono etapy sprzedaży, testów technicznych, magazynowania, montażu i demontażu wraz ze związanymi z tym zużyciem energii, maszyn i paliwa, co spowodowane było brakiem odpowiednich danych.

Do ustalenia wartości nakładów energetycznych wykorzystano metodę LCA oraz wskaźnik CED, który pozwala na wyznaczenie wielkości zużytej energii w ciągu wszystkich etapów cyklu życia analizowanego obiektu technicznego w przeliczeniu na MWh [Guinée, 2002; Piasecka i in., 2020].

Zużycie energii podczas cyklu istnienia elektrowni wiatrowych ma znaczący udział w zużyciu zasobów, emisji zanieczyszczeń, ilości odpadów oraz w oddziaływaniu na środowisko. Zużycie energii na etapie wytwarzania jest składnikiem dominującym w cyklu istnienia obu porównywanych elektrowni. W związku



z tym zużycie energii na etapie wytwarzania może mieć jeszcze bardziej istotny wpływ na wartość wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych.

Zebrane dane ilościowe dotyczące wykorzystania materiałów (wejściowe i wyjściowe) w cyklu życia elektrowni wiatrowych podzielono na poszczególne materiały, elementy i etapy cyklu życia. Dane wejściowe stanowiły materiały i surowce naturalne oraz energia, danymi wyjściowymi były odpady i emisje. Dane wejściowe dotyczące materiałów i elementów elektrowni wiatrowej pozyskano z materiałów producenta oraz z badań własnych. Brakujące lub mniej istotne dane wybrano z bazy Ecoinvent 3.4, dostępnej w oprogramowaniu SimaPro.

Nakłady energetyczne na wytwarzanie obejmują zasadniczo zużycie energii w procesach wytwarzania surowców, materiałów i elementów analizowanych elektrowni.

W tabeli 5.2 zestawiono dane materiałów występujących na etapie wytwarzania elektrowni Vestas V90/105 m, które wykorzystano w analizie LCA. Łączna masa materiałów i surowców użytych do budowy elektrowni wiatrowej wyniosła 1 760 810 kg, z czego największy udział masowy stanowił beton (76,16%), następnie stal, żeliwo i tworzywa polimerowe. Pozostałe materiały, tj. miedź, aluminium i oleje to razem ok 1% masy całej elektrowni.

Materiały i surowce użyte na etapie wytwarzania dla Vestas V100 przedstawiono w tabeli 5.3. Całkowita masa materiałów i surowców pojawiających się na etapie wytwarzania Vestas V100/120 m wynosi 2 795 393 kg. Największy udział masowy – podobnie jak w przypadku Vestas V90/105 m – miał beton (82,17%), a następnie stal (14,83%). Z uwagi na większe gabaryty elektrowni Vestas V100/120 m niż Vestas V90/105 m większe ilości materiałów wykorzystano do wytwarzania fundamentów, łopat i wieży. Ma to odzwierciedlenie w wielkości nakładów energetycznych.

W zestawieniu uwzględniono także transport elementów elektrowni na miejsce montażu. W tabelach 5.4 i 5.5, odpowiednio dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m, przedstawiono dane o rodzaju transportu, zużyciu paliwa i pokonanych odległościach przez odpowiedni środek transportu, wykorzystane w analizie LCA do wyznaczenia nakładów energetycznych. Podobnie jak w przypadku materiałów zastosowanych do wytwarzania elementów większe zużycie paliwa podczas transportu dotyczyło elektrowni Vestas V100/120 niż Vestas V90/105 m głównie z uwagi na większe ilości betonu konieczne do przetransportowania na miejsce montażu.



Tabela 5.2. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Cu [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]	
1.6	Układ hydrauliczny	olej	360	0,02	x	x	x	x	x	x	360	x	
		stal	2660	0,15	x	x	2660	x	x	x	x	x	
		aluminium	420	0,02	420	x	x	x	x	x	x	x	
		inne	200	0,01	x	x	x	x	x	x	x	200	
1.7	Rozdzielnie, przetwornice, połączenia	<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>3640</b>	<b>0,21</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>2660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>200</b>	
		stal	340	0,02	x	x	340	x	x	x	x	x	
		miedź	240	0,01	x	240	x	x	x	x	x	x	
		aluminium	180	0,01	180	x	x	x	x	x	x	x	
		inne	120	0,01	x	x	x	x	x	x	x	120	
		<b>razem rozdzielnie, przetwornice</b>	<b>880</b>	<b>0,05</b>	<b>180</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120</b>
1.8	Platforma gondoli	żeliwo	14590	0,83	x	x	x	14590	x	x	x	x	
		stal	3750	0,21	x	x	3750	x	x	x	x	x	
		<b>razem platforma gondoli</b>	<b>18340</b>	<b>1,04</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3750</b>	<b>14590</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
		stal	1100	0,06	x	x	1100	x	x	x	x	x	
1.9	Obudowa gondoli	tworzywa polimerowe	1815	0,10	x	x	x	x	1815	x	x	x	
		inne	340	0,02	x	x	x	x	x	x	x	340	
		<b>razem obudowa gondoli</b>	<b>3255</b>	<b>0,18</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>340</b>
		<b>Razem gondola</b>	<b>68000</b>	<b>3,86</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>26230</b>	<b>34365</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>860</b>	

Tabela 5.2. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Cu [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]	
<b>WIRNIK</b>													
<b>2</b>													
2.1	Lopaty	stal	1750	0,10	x	x	1750	x	x	x	x	x	
		żywicą epoksydowa i włókno szklane	18500	1,05	x	x	x	x	18250	x	x	x	x
		<b>razem lopaty</b>	<b>20250</b>	<b>1,15</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2.2	Piasta	żeliwo	17650	1,00	x	x	x	17650	x	x	x	x	
		żywicą epoksydowa i włókno szklane	200	0,01	x	x	x	x	200	x	x	x	x
		inne	150	0,01	x	x	x	x	x	x	x	x	150
	<b>razem piasta</b>	<b>18000</b>	<b>1,02</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	
	<b>Razem wirnik</b>	<b>38250</b>	<b>2,17</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1750</b>	<b>17650</b>	<b>18450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>	
<b>WIEŻA</b>													
<b>3</b>													
3.1	Segmenty wieży	stal	232775	13,22	x	x	232775	x	x	x	x	x	
		aluminium	1295	0,07	1295	x	x	x	x	x	x	x	
		miedź	380	0,02	x	380	x	x	x	x	x	x	x
		inne	550	0,03	x	x	x	x	x	x	x	x	550
	<b>razem pierścienie wieży</b>	<b>235000</b>	<b>13,35</b>	<b>1295</b>	<b>380</b>	<b>232775</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>550</b>	
3.2.	Segment kotwicy	stal	21000	1,19	x	x	21000	x	x	x	x	x	
		<b>Razem wieża</b>	<b>256000</b>	<b>14,54</b>	<b>1295</b>	<b>380</b>	<b>253775</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>550</b>	

Tabela 5.2. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Cu [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>FUNDAMENTY</b>												
<b>4</b>												
4.1	Zbrojenie	stal	54545	3,10	x	x	54545	x	x	x	x	x
		cement	209050	11,87	x	x	x	x	x	x	x	x
4.2	Beton (582,4 m <sup>3</sup> )	kruszywo	1036775	58,88	x	x	x	x	x	x	x	x
		woda	90400	5,13	x	x	x	x	x	x	x	x
		inne	3390	0,19	x	x	x	x	x	x	x	x
	razem beton	<b>1339615</b>	<b>76,08</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1339615</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
4.3	Inne	650	0,04	0	x	x	x	x	x	x	x	650
	Razem fundamenty		<b>1394810</b>	<b>79,21</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>54545</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1339615</b>	<b>0</b>	<b>650</b>
<b>PRZYŁĄCZE ELEKTRYCZNE</b>												
<b>5</b>												
5.1	Stacja pomiarowo-zabezpieczająca	beton (0,65 m <sup>3</sup> )	1490	0,08	x	x	x	x	x	1490	x	x
		stal	1900	0,11	x	x	1900	x	x	x	x	x
		miedź	230	0,01	x	230	x	x	x	x	x	x
		aluminium	130	0,01	130	x	x	x	x	x	x	x
		razem stacja	<b>3750</b>	<b>0,21</b>	<b>130</b>	<b>230</b>	<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1490</b>	<b>0</b>
	Razem przyłącze elektryczne		<b>3750</b>	<b>0,21</b>	<b>130</b>	<b>230</b>	<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1490</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>RAZEM ELEKTROWNIA WIATROWA</b>		<b>1760810</b>	<b>100</b>	<b>3845</b>	<b>2280</b>	<b>33820</b>	<b>52015</b>	<b>20265</b>	<b>1341105</b>	<b>640</b>	<b>2210</b>
			% zawartości materiałów w EW	0,22	0,13	19,21	2,95	1,15	76,16	0,04	0,13	

Tabela 5.3. Dane wejściowe LCI dotyczące etapu wytwarzania w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V100/120 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>1</b>		<b>GONDOLA</b>										
1.1	Generator z chłodnicą	miedź	1430	0,05	x	1430	x	x	x	x	x	x
		żeliwo	3920	0,14	x	x	x	3920	x	x	x	x
		stal	2090	0,07	x	x	2090	x	x	x	x	x
		inne	60	0,00	x	x	x	x	x	x	x	60
	<b>razem generator</b>	<b>7500</b>	<b>0,27</b>	<b>0</b>	<b>1430</b>	<b>2090</b>	<b>3920</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>60</b>
1.2	Przekładnia	stal o podwyższonej jakości	2620	0,09	x	x	2620	x	x	x	x	x
		żeliwo	14060	0,50	x	x	x	14060	x	x	x	x
		olej	280	0,01	x	x	x	x	x	x	x	280
		inne	40	0,00	x	x	x	x	x	x	x	40
		<b>razem przekładnia</b>	<b>17000</b>	<b>0,61</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2620</b>	<b>14060</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>280</b>
1.3	Transformator	stal	4150	0,15	x	x	4150	x	x	x	x	x
		aluminium	860	0,03	860	x	x	x	x	x	x	x
		inne	80	0,00	x	x	x	x	x	x	x	80
		<b>razem transformator</b>	<b>5090</b>	<b>0,18</b>	<b>860</b>	<b>0</b>	<b>4150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.4	Wał główny z korpusem	stal o podwyższonej jakości	9520	0,34	x	x	9520	x	x	x	x	x
		żeliwo	1795	0,06	x	x	x	1795	x	x	x	x
		inne	20	0,00	x	x	x	x	x	x	x	20
	<b>razem wał główny</b>	<b>11335</b>	<b>0,41</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9520</b>	<b>1795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20</b>
1.5	Chłodnice	aluminium	960	0,03	960	x	x	x	x	x	x	

Tabela 5.3. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]	
1.6	Układ hydrauliczny	olej	360	0,01	x	x	x	x	x	x	360	x	
		stal	2660	0,10	x	x	2660	x	x	x	x	x	
		aluminium	420	0,02	420	x	x	x	x	x	x	x	x
		inne	200	0,01	x	x	x	x	x	x	x	x	200
		<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>3640</b>	<b>0,13</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>2660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>200</b>	
1.7	Rozdzielnic, przetwornice, połączenia	stal	340	0,01	x	x	340	x	x	x	x	x	
		miedź	240	0,01	x	240	x	x	x	x	x	x	x
		aluminium	180	0,01	180	x	x	x	x	x	x	x	x
		inne	120	0,00	x	x	x	x	x	x	x	x	120
		<b>razem rozdzielnic, przetwornice</b>	<b>880</b>	<b>0,03</b>	<b>180</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120</b>
1.8	Platforma gondoli	żeliwo	14590	0,52	x	x	x	14590	x	x	x	x	
		stal	3750	0,13	x	x	3750	x	x	x	x	x	
		<b>razem platforma gondoli</b>	<b>18340</b>	<b>0,66</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3750</b>	<b>14590</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.9	Obudowa gondoli	stal	1100	0,04	x	x	1100	x	x	x	x	x	
		tworzywa polimerowe	1815	0,06	x	x	x	x	1815	x	x	x	
		inne	340	0,01	x	x	x	x	x	x	x	340	
		<b>razem obudowa gondoli</b>	<b>3255</b>	<b>0,12</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>340</b>	
		<b>Razem gondola</b>	<b>68000</b>	<b>2,43</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>26230</b>	<b>34365</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>860</b>	

Tabela 5.3. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>WIRNIK</b>												
<b>2</b>		stal	2100	0,08	x	x	2100	x	x	x	x	x
2.1	Łopaty	żywica epoksydowa i włókno szklane	20400	0,73	x	x	x	x	20400	x	x	x
		<b>razem łopaty</b>	<b>22500</b>	<b>0,80</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2100</b>	<b>0</b>	<b>20400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2.2	Piastra	żeliwo	17650	0,63	x	x	x	17650	x	x	x	x
		żywica epoksydowa i włókno szklane	200	0,01	x	x	x	x	200	x	x	x
		inne	150	0,01	x	x	x	x	x	x	x	150
		<b>razem piastra</b>	<b>18000</b>	<b>0,64</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17650</b>	<b>17650</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Razem wirnik</b>			<b>40500</b>	<b>1,45</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2100</b>	<b>17650</b>	<b>20600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>
<b>WIEŻA</b>												
<b>3</b>		stal	303455	10,86	x	x	303455	x	x	x	x	x
3.1	Segmenty wieży	aluminium	1480	0,05	1480	x	x	x	x	x	x	x
		miedź	435	0,02	x	435	x	x	x	x	x	x
		inne	630	0,02	x	x	x	x	x	x	x	630
		<b>razem segmenty wieży</b>	<b>306000</b>	<b>10,95</b>	<b>1480</b>	<b>435</b>	<b>303455</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
3.2.	Segment kotwiący	stal	14792	0,53	x	x	14792	x	x	x	x	x
		<b>Razem wieża</b>	<b>320792</b>	<b>11,48</b>	<b>1480</b>	<b>435</b>	<b>318247</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>630</b>



Tabela 5.3. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>FUNDAMENTY</b>												
4												
4.1	zbrojenie	stal	66211	2,37	x	x	66211	x	x	x	x	x
		cement	358200	12,81	x	x	x	x	x	x	x	x
		kruszywo	177649 0	63,55	x	x	x	x	x	x	x	x
4.2	Beton (998 m <sup>3</sup> )	woda	154900	5,54	x	x	x	x	x	x	x	x
		inne	5800	0,21	x	x	x	x	x	x	x	x
		<b>razem beton</b>	<b>229539 0</b>	<b>82,11</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>x</b>	<b>2295390</b>	<b>x</b>	<b>x</b>
4.3	Inne		750	0,03	x	x	x	x	x	x	x	750
	<b>Razem fundamenty</b>		<b>236235 1</b>	<b>84,51</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>66211</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2295390</b>	<b>0</b>	<b>750</b>
<b>PRZYŁĄCZE ELEKTRYCZNE</b>												
5												
5.1	Stacja pomiarowo-zabezpieczająca	beton (0,65 m <sup>3</sup> )	1490	0,05	x	x	x	x	x	1490	x	x
		stal	1900	0,07	x	x	1900	x	x	x	x	x
		miedź	230	0,01	x	230	x	x	x	x	x	x
		aluminium	130	0,00	130	x	x	x	x	x	x	x
	<b>razem stacja</b>	<b>3750</b>	<b>0,13</b>	<b>130</b>	<b>230</b>	<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1490</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>Razem przyłącze elektryczne</b>	<b>3750</b>	<b>0,13</b>	<b>130</b>	<b>230</b>	<b>1900</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1490</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
	<b>RAZEMELEKTROWNIA WIATROWA</b>	<b>2795393</b>	<b>100,00</b>	<b>4030</b>	<b>2335</b>	<b>414688</b>	<b>52015</b>	<b>22415</b>	<b>22968 80</b>	<b>640</b>	<b>2390</b>	
		% zawartości materiałów w EW		0,14	0,08	14,83	1,86	0,80	82,17	0,02	0,09	

Tabela 5.4. Dane wejściowe LCI dotyczące transportu w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V90/105 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Masa [kg]	Wielkość [m]	Oznaczenie	Rodzaj transportu	Trasa	Odległość [km]	Rodzaj paliwa
1	GONDOLA	68000		TR1-68000	>32 t	Skjern /Dania	1023	diesel
2				<b>WIRNIK</b>				
2.1	Lopaty	20250	44	TR2-6750/44 x 3 szt.	16-32 t	Goleniów	466	diesel
2.2	Piasta	18000		TR3-18000	16-32 t	Skjern /Dania	1023	diesel
3				<b>WIEŻA</b>				
3.1	Segmenty wieży	42000	29,2	TR4 – 42000/29,2	>32 t	Gdańsk	428	diesel
		51000	29,1	TR5 – 51000/29,1	>32 t	Gdańsk	428	diesel
		47000	19,3	TR6 – 47000/19,3	>32 t	Gdańsk	428	diesel
		44000	15	TR7 – 44000/15	>32 t	Gdańsk	428	diesel
		51000	10	TR8 – 51000/10	>32 t	Gdańsk	428	diesel
3.2	Segmenty kotwiący	21000		TR9 – 21000	16-32 t	Gdańsk	428	diesel
4				<b>FUNDAMENTY</b>				
4.1	Stal	54545		TR10 x 3 szt.	16-32 t	Katowice	206	diesel
4.2	Beton	1339615		TR11 x 73 szt.	16-32 t	Sieradz	27	diesel
5				<b>PRZYŁĄCZE ELEKTRYCZNE</b>				
5.1	Stacja pomiarowo-zabezpieczająca	3750		TR12	3,5-7,5 t	Włoszczowa	183	diesel

Tabela 5.5. Dane wejściowe dotyczące transportu w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V100/120 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Masa [kg]	Wielkość [m]	Oznaczenie	Rodzaj transportu	Trasa	Odległość [km]	Rodzaj paliwa
1	GONDOLA	68000		TR1-68000	>32 t	Skjern/Dania	1248	diesel
2				<b>WIRNIK</b>				
2.1	Lopaty	22500	49	TR2-7500/49 x 3 szt.	16-32 t	Goleniów	664	diesel
2.2	Piasta	18000		TR3-18000	16-32 t	Skjern/Dania	1248	diesel
3				<b>WIEŻA</b>				
3.1	Segmenty wieży	36000	30	TR4 – 36000/30	>32 t	Gdańsk	418	diesel
		57000	28,3	TR5 – 57000/28,3	>32 t	Gdańsk	418	diesel
		68000	24,4	TR6 – 68000/24,4	>32 t	Gdańsk	418	diesel
		69000	19,1	TR7 – 69000/19,1	>32 t	Gdańsk	418	diesel
		76000	16,1	TR8 – 76000/16,1	>32 t	Gdańsk	418	diesel
3.2	Segment kotwicy	14792		TR9 – 14792	7,5-16 t	Gdańsk	418	diesel
4				<b>FUNDAMENT</b>				
4.1	Stal	66211		TR10 x 3 szt.	16-32 t	Katowice	314	diesel
4.2	Beton	2295390		TR11 x 125 szt.	16-32 t	Ryki	24	diesel
5	<b>STACJA POMIAROWO-ZABEZPIECZAJĄCA</b>	3750		TR12	3,5-7,5 t	Włoszczowa	209	diesel

Nakłady energetyczne na etapie użytkowania wynikają ze zużycia energii na potrzeby własne (Tab. 5.1), energii związanej z materiałami eksploatacyjnymi wykorzystywanymi na etapie użytkowania elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m oraz z transportu wymienionych elementów. Pochodzą one z wykonywanych dwukrotnie w ciągu 25 lat użytkowania [Andersen i in., 2016] wymian przekładni głównych oraz wymian oleju (co 5 lat). Łączna masa materiałów występujących na etapie użytkowania dla obu elektrowni wynosi 36 640 kg, z czego 78,55% stanowi żeliwo, 14,64% – stal i 6,59 % olej (Tabele 5.6 i 5.7).

W cyklu życia elektrowni z modernizacjami okres użytkowania wydłuża się o kolejne 25 lat, wówczas zakłada się 50-letni okres użytkowania, podczas którego zostanie wykorzystanych 2 razy więcej materiałów niż w przypadku 25-letniego etapu użytkowania elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/105 m (Tabele 5.6 i 5.7).

Dla cyklu życia elektrowni po modernizacjach dodatkowo do nakładów energetycznych należy dodać zużycie energii do wytwarzania i transportu materiałów i elementów wymienianych w trakcie modernizacji. Dla obu analizowanych elektrowni wiatrowych założono wymianę gondoli z wirnikiem na nowe tego samego typu.

W tabeli 5.8 zestawiono materiały i elementy wymienione podczas modernizacji elektrowni Vestas V90/105 m. Łączna masa wymienianych elementów wynosiła 87 910 kg. Największy odsetek wymienianych materiałów stanowiło żeliwo (42,57 %), stal (23,05 %) i tworzywa polimerowe (27,56%). Tabela 5.9 zawiera dane dotyczące transportu wymienianych elementów dla elektrowni Vestas V90/105 m.

Zestawienie materiałów i elementów wymienianych podczas modernizacji elektrowni Vestas V100/120 m przedstawiono w tabeli 5.10. Łączna masa wymienianych elementów wynosiła 90 160 kg. Podobnie jak w przypadku elektrowni Vestas V90/105 m największy odsetek materiałów stanowiło żeliwo (41,51%), stal (27,26%) i tworzywa polimerowe (27,26%). Tabela 5.11 zawiera dane dotyczące transportu wymienianych elementów dla tej elektrowni.

Tabela 5.6. Dane wejściowe LCI dotyczące 25-letniego etapu użytkowania w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V90/105 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w użytkowaniu EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żelazo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>1</b>		<b>GONDOLA</b>										
		stal o podwyższonej jakości	5240	14,64	x	x	5240	x	x	x	x	x
		żelazo	28120	78,55	x	x	x	28120	x	x	x	x
1.1	Przekładnia	olej	560	1,56	x	x	x	x	x	x	560	x
		olej – wymiana	840									
		inne	80	0,22	x	x	x	x	x	x	x	80
		<b>razem przekładnia</b>	<b>34000</b>	<b>94,97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5240</b>	<b>28120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>80</b>
		olej	1800	5,03	x	x	x	x	x	x	1800	x
1.2	Układ hydrauliczny	<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>1800</b>	<b>5,03</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1800</b>	<b>0</b>
		<b>Razem użytkowanie EW</b>	<b>35800</b>	<b>100,00</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5240</b>	<b>28120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2360</b>	<b>80</b>
		<b>% zawartość w użytkowaniu EW</b>			0,00	0,00	14,64	78,55	0,00	0,00	6,59	0,22
		<b>Energia na potrzeby własne</b>						127 MWh				
		<b>Transport</b>						100 000 tkm				

Tabela 5.7. Dane wejściowe LCI dotyczące 25-letniego etapu użytkowania w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V100/120 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w użytkowaniu EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żelazo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>1</b>		<b>GONDOLA</b>										
		stal o podwyższonej jakości	5240	14,64	x	x	5240	x	x	x	x	x
		żeliwo	28120	78,55	x	x	x	28120	x	x	x	x
1.1	Przekładnia	olej	560	1,56	x	x	x	x	x	x	560	x
		olej – wymiana	840									
		inne	80	0,22	x	x	x	x	x	x	x	80
		<b>razem przekładnia</b>	<b>34000</b>	<b>94,97</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5240</b>	<b>28120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>560</b>	<b>80</b>
		olej	1800	5,03	x	x	x	x	x	x	1800	x
1.2	Układ hydrauliczny	<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>1800</b>	<b>5,03</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1800</b>	<b>0</b>
		<b>Razem użytkowanie EW</b>	<b>35800</b>	<b>100,00</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>5240</b>	<b>28120</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2360</b>	<b>80</b>
		<b>% zawartość w użytkowaniu EW</b>			0,00	0,00	14,64	78,55	0,00	0,00	6,59	0,22
		<b>Energia na potrzeby własne</b>						108,4 MWh				
		<b>Transport</b>					100 000 tkm					

Tabela 5.8. Dane wejściowe dotyczące modernizacji w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V90/105 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w modernizacji EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]	
<b>1</b>		<b>GONDOLA</b>											
1.1	Generator z chłodnicą	miedz	1430	1,63	x	1430	x	x	x	x	x	x	
		żeliwo	3920	4,46	x	x	x	3920	x	x	x	x	
		stal	2090	2,38	x	x	2090	x	x	x	x	x	
		inne	60	0,07	x	x	x	x	x	x	x	60	
		<b>razem generator</b>	<b>7500</b>	<b>8,53</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2090</b>	<b>3920</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>60</b>
1.2	Przekładnia	stal o podwyższonej jakości	2620	2,98	x	x	2620	x	x	x	x	x	
		żeliwo	14060	15,99	x	x	x	14060	x	x	x	x	
		olej	280	0,32	x	x	x	x	x	x	280	x	
		inne	40	0,05	x	x	x	x	x	x	x	40	
		<b>razem przekładnia</b>	<b>17000</b>	<b>19,34</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>14060</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>280</b>	<b>40</b>	
1.3	Transformator	stal	4150	4,72	x	x	4150	x	x	x	x	x	
		aluminium	860	0,98	860	x	x	x	x	x	x	x	
		inne	80	0,09	x	x	x	x	x	x	x	80	
		<b>razem transformator</b>	<b>5090</b>	<b>5,79</b>	<b>860</b>	<b>0</b>	<b>4150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>80</b>	
1.4	Wał główny z korpusem	stal o podwyższonej jakości	9520	10,83	x	x	9520	x	x	x	x	x	
		żeliwo	1795	2,04	x	x	x	1795	x	x	x	x	
		inne	20	0,02	x	x	x	x	x	x	x	20	
		<b>razem wał główny</b>	<b>11335</b>	<b>12,89</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9520</b>	<b>1795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20</b>	

Tabela 5.8. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w modernizacji EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
1.5	Chłodnice	aluminium	960	1,09	960	x	x	x	x	x	x	x
1.6	Układ hydrauliczny	olej	360	0,41	x	x	x	x	x	x	360	x
		stal	2660	3,03	x	x	2660	x	x	x	x	x
		aluminium	420	0,48	420	x	x	x	x	x	x	x
		inne	200	0,23	x	x	x	x	x	x	x	200
1.7	Rozdzielnie, przetwornice, połączenia	<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>3640</b>	<b>4,14</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>2660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>200</b>
		stal	340	0,39	x	x	340	x	x	x	x	x
		miedź	240	0,27	x	240	x	x	x	x	x	x
		aluminium	180	0,20	180	x	x	x	x	x	x	x
		inne	120	0,14	x	x	x	x	x	x	x	x
1.8	Platforma gondoli	<b>razem rozdzielnie, przetwornice</b>	<b>880</b>	<b>1,00</b>	<b>180</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>120</b>
		żeliwo	1450	0,83	x	x	x	1450	x	x	x	x
		stal	3750	0,21	x	x	3750	x	x	x	x	x
		<b>razem platforma gondoli</b>	<b>18340</b>	<b>1,04</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3750</b>	<b>14590</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.9	Obudowa gondoli	stal	1100	1,25	x	x	1100	x	x	x	x	x
		tworzywa polimerowe	1815	2,06	x	x	x	x	1815	x	x	x
		inne	340	0,39	x	x	x	x	x	x	x	340
<b>Razem gondola</b>			<b>49660</b>	<b>56,49</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>22480</b>	<b>19775</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>860</b>



Tabela 5.8. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w modernizacji EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>2</b>					<b>WIRNIK</b>							
2.1	Łopaty	stal	1750	1,99	x	x	1750	x	x	x	x	x
		Żywica epoksydowa i włókno szklane	18500	21,04	x	x	x	x	18250	x	x	x
2.2	Piasta	<b>razem łopaty</b>	<b>20250</b>	<b>23,03</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1750</b>	<b>0</b>	<b>18250</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
		żeliwo	17650	20,08	x	x	x	17650	x	x	x	x
		tworzywa polimerowe	200	0,23	x	x	x	x	200	x	x	x
		inne	150	0,17	x	x	x	x	x	x	x	x
		<b>razem piasta</b>	<b>18000</b>	<b>20,48</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17650</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>
		<b>Razem wirnik</b>	<b>38250</b>	<b>43,51</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1750</b>	<b>17650</b>	<b>18450</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>
		<b>RAZEM MODERNIZACJA ELEKTROWNI WIATROWEJ</b>	<b>87910</b>	<b>100,00</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>24230</b>	<b>37425</b>	<b>20265</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>1010</b>
		% zawartości materiałów w modernizacji EW			2,75	1,90	27,56	42,57	23,05	0,00	0,73	1,15

Tabela 5.9. Dane wejściowe LCI dotyczące transportu występującego podczas modernizacji w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V90/105 m (opracowane własne)

Lp.	Element	Masa [kg]	Wielkość [m]	Oznaczenie	Rodzaj transportu	Trasa	Odległość [km]	Rodzaj paliwa
<b>1</b>	<b>GONDOLA</b>	68000		TR1-68000	32 t	Skjern /Dania	1023	diesel
<b>2</b>				<b>WIRNIK</b>				
2.1	Łopaty	20250	44	TR2-6750/44 x 3 szt.	16-32 t	Goleniów	466	diesel
2.2	Piasta	18000		TR3-18000	16-32 t	Skjern /Dania	1023	diesel

Tabela 5.10. Dane wejściowe dotyczące modernizacji w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V100/120 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Materiał	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>1</b>	<b>GONDOLA</b>											
1.1	Generator z chłodnicą	miedź	1430	0,02	x	1430	x	x	x	x	x	x
		żeliwo	3920	0,06	x	x	x	3920	x	x	x	x
		stal	2090	0,03	x	x	2090	x	x	x	x	x
		inne	60	0,00	x	x	x	x	x	x	x	60
		<b>razem generator</b>	<b>7500</b>	<b>0,11</b>	<b>0</b>	<b>1430</b>	<b>2090</b>	<b>3920</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.2	Przekładnia	stal o podwyższonej jakości	2620	0,04	x	x	2620	x	x	x	x	x
		żeliwo	14060	0,20	x	x	x	14060	x	x	x	x
		olej	280	0,00	x	x	x	x	x	x	280	x
		inne	40	0,00	x	x	x	x	x	x	x	40
		<b>razem przekładnia</b>	<b>17000</b>	<b>0,24</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2620</b>	<b>14060</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>280</b>	<b>40</b>
1.3	Transformator	stal	4150	0,06	x	x	4150	x	x	x	x	x
		aluminium	860	0,01	860	x	x	x	x	x	x	x
		inne	80	0,00	x	x	x	x	x	x	x	80
		<b>razem transformator</b>	<b>5090</b>	<b>0,07</b>	<b>860</b>	<b>0</b>	<b>4150</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>80</b>
1.4	Wał główny z korpusem	stal o podwyższonej jakości	9520	0,13	x	x	9520	x	x	x	x	x
		żeliwo	1795	0,03	x	x	x	1795	x	x	x	x
		inne	20	0,00	x	x	x	x	x	x	x	20
		<b>razem wał główny</b>	<b>11335</b>	<b>0,16</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>9520</b>	<b>1795</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>20</b>

Tabela 5.10. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Materiał	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
1.5	Chłodnice	aluminium	960	0,01	960	x	x	x	x	x	x	x
1.6	Układ hydrauliczny	olej	360	0,01	x	x	x	x	x	x	360	x
		stal	2660	0,04	x	x	2660	x	x	x	x	x
		aluminium	420	0,01	420	x	x	x	x	x	x	x
		inne	200	0,00	x	x	x	x	x	x	x	200
1.7	Rozdzielnie, przetwornice, połączenia	<b>razem układ hydrauliczny</b>	<b>3640</b>	<b>0,05</b>	<b>420</b>	<b>0</b>	<b>2660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>360</b>	<b>200</b>
		stal	340	0,00	x	x	340	x	x	x	x	x
		miedź	240	0,00	x	240	x	x	x	x	x	x
		aluminium	180	0,00	180	x	x	x	x	x	x	x
		inne	120	0,00	x	x	x	x	x	x	x	120
		<b>razem rozdzielnie, przetwornice</b>	<b>880</b>	<b>0,01</b>	<b>180</b>	<b>240</b>	<b>340</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.8	Platforma gondoli	żeliwo	14590	0,52	x	x	x	14590	x	x	x	x
		stal	3750	0,13	x	x	3750	x	x	x	x	x
		<b>razem platforma gondoli</b>	<b>18340</b>	<b>0,66</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>3750</b>	<b>14590</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
1.9	Obudowa gondoli	stal	1100	0,02	x	x	1100	x	x	x	x	x
		tworzywa polimerowe	1815	0,03	x	x	x	x	1815	x	x	x
		inne	340	0,00	x	x	x	x	x	x	x	340
		<b>razem obudowa gondoli</b>	<b>3255</b>	<b>0,05</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1100</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Razem gondola</b>			<b>49660</b>	<b>55,08</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>22480</b>	<b>19775</b>	<b>1815</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>860</b>

Tabela 5.10. (ciąg dalszy)

Lp.	Element	Material	Masa [kg]	% zawartość w EW	Aluminium [kg]	Miedź [kg]	Stal [kg]	Żeliwo [kg]	Tworzywa polimerowe [kg]	Beton [kg]	Olej [kg]	Inne [kg]
<b>WIRNIK</b>												
2		stal	2100	2,33	x	x	2100	x	x	x	x	x
2.1	Łopaty	żywicą epoksydowa i włókno szklane	20400	22,63	x	x	x	x	20400	x	x	x
		<b>razem łopaty</b>	<b>22500</b>	<b>24,96</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2100</b>	<b>0</b>	<b>20400</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
2.2	Piasta	żeliwo	17650	19,58	x	x	x	17650	x	x	x	x
		tworzywa polimerowe	200	0,22	x	x	x	x	200	x	x	x
		inne	150	0,17	x	x	x	x	x	x	x	150
		<b>razem piasta</b>	<b>18000</b>	<b>19,96</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>17650</b>	<b>200</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>
		<b>Razem wirnik</b>	<b>40500</b>	<b>44,92</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2100</b>	<b>17650</b>	<b>20600</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>
		<b>RAZEM MODERNIZACJA ELEKTROWNI WIATROWEJ</b>	<b>90160</b>	<b>100,00</b>	<b>2420</b>	<b>1670</b>	<b>24580</b>	<b>37425</b>	<b>22415</b>	<b>0</b>	<b>640</b>	<b>1010</b>
		% zawartości materiałów w modernizacji EW			2,68	1,85	27,26	41,51	24,86	0,00	0,71	1,12

Tabela 5.11. Dane wejściowe LCI dotyczące transportu realizowanego podczas modernizacji w cyklu życia elektrowni Vestas 2 MW V100/120 m (opracowanie własne)

Lp.	Element	Masa [kg]	Wielkość [m]	Oznaczenie	Rodzaj transportu	Trasa	Odległość [km]	Rodzaj paliwa
1	<b>GONDOLA</b>	68000		TR1-68000	>32 t	Skjern/Dania	1248	diesel
<b>WIRNIK</b>								
2.1	Łopaty	22500	49	TR2-7500/49 x 3 szt.	16-32 t	Goleniów	664	diesel
2.2	Piasta	18000		TR3-18000	16-32 t	Skjern/Dania	1248	diesel

Nakłady energetyczne związane z zagospodarowaniem użytkowym obejmują zużytą energię w procesie likwidacji elektrowni z uwzględnieniem, że 10% materiałów tworzących elektrownię trafia na składowisko odpadów, a pozostałe 90% poddawanych jest recyklingowi. Udział materiałów podlegających recyklingowi i składowaniu wynika z danych przedstawionych przez producentów elektrowni wiatrowych [Vestas Wind Systems A/S, 2006; Goodship, 2010; Karavida i Nõmmik, 2015; Fox, 2016; Rasul i in., 2017] i uwzględnia aktualne możliwości techniczne przetwarzania materiałów użytkowych. Materiały wykorzystane na etapie wytwarzania i użytkowania będą sumarycznie stanowiły dane wejściowe materiałów występujących na etapie zagospodarowania użytkowego dla podstawowego 25-letniego cyklu życia i cyklu życia z modernizacjami.

Po wykonaniu identyfikacji danych stanowiących wejścia i wyjścia (Tabele 5.1–5.11) w analizie LCA służącej do wyznaczenia wartości nakładów energetycznych – na każdym z etapów cyklu życia dokonano oszacowania wartości tych nakładów. W ramach tego etapu sporządzono drzewa procesów przedstawiające przepływy materiałów i energii w ramach całego cyklu życia objętego analizą (załączniki Z1–Z9). Przyjęty do badań poziom odcięcia wynosił 0,5%. Wyniki analizy LCA w obszarze zużycia energii dla obiektów badań przedstawiono w tabelach 5.12 i 5.13. Podane wielkości stanowią zasadnicze zestawienie nakładów i korzyści zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych w cyklu istnienia elektrowni wraz z podziałem na poszczególne elementy elektrowni wiatrowych i są podstawą do określenia wskaźników oceny modernizacji w zakresie zużycia zasobów energetycznych.

Największym zużyciem energii w cyklu życia dla obu elektrowni charakteryzował się etap wytwarzania, a następnie etap użytkowania (Tabele 5.12 i 5.13). Dzięki recyklingowi elementów elektrowni wiatrowej na etapie ich zagospodarowania użytkowego nastąpił odzysk nakładów energii, o czym świadczą ujemne wartości nakładów energetycznych (Tabele 5.12 i 5.13). Największe zużycie energii w 25-letnim cyklu życia oraz w cyklu życia z modernizacją w przypadku elektrowni Vestas V90/105 m było związane z transportem (odpowiednio: 3 050 000 MJ i 6 100 000 MJ), a następnie z gondolą (odpowiednio: 2 807 655 MJ i 6015 310 MJ) i wirnikiem (odpowiednio: 2 835 096 MJ i 5 670 192 MJ).

W tabeli 5.14 podano sumaryczne zestawienie nakładów na etapach wytwarzania, użytkowania oraz zagospodarowania użytkowego, stanowiące dane wejściowe do obliczenia wartości wskaźnika zintegrowanej efektywności z nakładów energetycznych. Nakłady poniesione na wytwarzanie elementów elektrowni Vestas V100/120 m oraz elementów wykorzystanych podczas jej modernizacji były wyższe niż analogiczne nakłady w elektrowni Vestas V90/105 m, co wynika przede wszystkim z większego zużycia materiałów i elementów wykorzystanych do jej budowy oraz większego zużycia paliwa podczas transportu elementów. Średnioroczne korzyści  $U_{FE}$  wyznaczone jako średnia z produktywności za lata 2016–2019 (zgodnie z tabelą 5.1) także okazały się wyższe dla elektrowni Vestas V100/120 m niż Vestas V90/105 m, choć była to wartość wyższa tylko o ok. 300 MWh rocznie.





Tabela 5.14. Nakłady i korzyści dotyczące zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych w cyklu istnienia elektrowni wiatrowych (opracowanie własne)

Elektrownia wiatrowa	$N_W^1$ [MWh]	$N_r$ [MWh/rok]	$N_Z^1$ [MWh]	$N_W^2$ [MWh]	$N_Z^2$ [MWh]	UrE [MWh]
Vestas V90/105 m	4 396	70,96	-2 368	1 951	-747	6 145,56
Vestas V100/120 m	5 340	68,32	-2 892	2 050	-775	6 468,58

### 5.2.2. Dane środowiskowe

Podstawą oceny modernizacji w przestrzeni oddziaływań środowiskowych jest wyznaczenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów środowiskowych. Efektywność ta jest rozumiana jako stosunek rocznej średniej produktywności na etapie użytkowania do poniesionych nakładów środowiskowych na wytwarzanie, użytkowanie i poużytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów elektrowni wiatrowej. Wartości korzyści środowiskowych są więc takie same jak określone w podrozdziale 5.2.1.

Zbiór danych wejściowych opisany w poprzednim podrozdziale (tabele 5.1–5.11) jest podstawą do wyznaczenia nakładów środowiskowych w cyklu życia. Do oszacowania wielkości nakładów środowiskowych Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m w cyklu życia wykorzystywano metodykę LCA, a ściślej metodę CML [Guinée, 2002]. Metoda CML-IA została opracowana w Center of Environmental Science of Leiden University [Guinée, 2002]. Określono 10 podstawowych kategorii wpływów: zubożenie zasobów abiotycznych, zmiany klimatu, zubożenie warstwy ozonowej, toksyczność dla człowieka, ekotoksyczność w wodach słodkich, ekotoksyczność morska, ekotoksyczność naziemna, tworzenie fotooksydantów, zakwaszanie, eutrofizacja [PRé Sustainability B.V 2020]. W badaniach własnych wykorzystano metodę CML-IA, ponieważ umożliwia wyznaczenie wartości oddziaływań środowiskowych m.in. w postaci masy ekwiwalentu emisji gazów cieplarnianych (w kg CO<sub>2</sub>eq), substancji zakwaszających (w kg SO<sub>2</sub>eq) i eutrofizujących (w kg PO<sub>4</sub>eq) zanieczyszczających atmosferę [PRé Sustainability B.V, 2020], co pozwala w łatwy sposób uzyskać ilościowe wartości nakładów środowiskowych w odniesieniu do elektrowni wiatrowej. Analiza metodą CML-IA obejmowała wszystkie 10 kategorii wpływu, jednak na potrzeby pracy skupiono się na wartościach trzech: zmian klimatu, emisji substancji powodujących zakwaszenie oraz emisji substancji powodujących eutrofizację. Podobnie jak w przypadku szacowania nakładów energetycznych postępowanie analityczne przeprowadzono zgodnie z normą ISO 14040:2006 [International Organization for Standardization, 2006] z wykorzystaniem oprogramowania SimaPro. Jednostką funkcjonalną była jedna elektrownia wiatrowa, a terytorialnie analizę ograniczono do Unii Europejskiej. Nakłady środowiskowe określano zakładając 25-letni cykl życia obu elektrowni oraz 50-letni etap użytkowania dla cyklu życia z modernizacjami. W analizie uwzględniono etapy wytwarzania,



transportu, użytkowania, modernizacji i zagospodarowania poużytkowego, z wyłączeniem etapów: sprzedaży, testów technicznych, magazynowania, montażu i demontażu wraz ze związanymi z tym zużyciem energii, maszyn i paliwa.

Nakłady środowiskowe na wytwarzanie obejmują zasadniczo oddziaływania środowiskowe wynikające ze zużycia energii oraz wydobycia surowców w procesach wytwarzania materiałów i elementów analizowanych elektrowni wiatrowych (Tabele 5.2–5.5).

Nakłady środowiskowe na etapie użytkowania określono jako oddziaływania środowiskowe wynikające ze zużycia energii na potrzeby własne (Tab. 5.1), materiałów eksploatacyjnych elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m i paliwa potrzebnego do transportu wymienianych elementów (Tabele 5.6–5.7). W cyklu życia z modernizacjami okres użytkowania wydłuża się o kolejne 25 lat, wówczas zakłada się 50-letni okres użytkowania, podczas którego zostanie wykorzystanych 2 razy więcej materiałów niż w przypadku 25-letniego etapu użytkowania elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/105 m (Tabele 5.6–5.7).

Dla cyklu życia z modernizacjami nakłady środowiskowe powiększone są odpowiednio o środowiskowe oddziaływania wynikające ze zużycia energii na wytwarzanie i transport materiałów i elementów wymienianych w trakcie modernizacji (Tabele 5.8–5.11).

Nakłady środowiskowe na zagospodarowanie poużytkowe są wypadkową oddziaływań środowiskowych zużycia energii i materiałów w procesie likwidacji elektrowni – z założeniem, że 10% materiałów tworzących elektrownię trafia na składowisko odpadów, a pozostałe 90% poddawanych jest recyklingowi.

Po wykonaniu identyfikacji danych stanowiących wejścia i wyjścia (Tabele 5.1–5.11) w analizie LCA z wykorzystaniem metody CML-IA, prowadzącej do wyznaczenia wartości nakładów środowiskowych na każdym z etapów cyklu życia, dokonano oszacowania wartości tych nakładów. Przyjęty do badań poziom odcięcia wynosił 0,5%. Zastosowana metoda analizy środowiskowej pozwoliła na wyznaczenie środowiskowych oddziaływań w obszarach emisji ekwiwalentnego dwutlenku węgla, ekwiwalentnego dwutlenku siarki i ekwiwalentnych fosforanów. Sporządzono przykładowe drzewa procesów dla emisji ekwiwalentnego dwutlenku węgla w ramach całego cyklu życia objętego analizą (załączniki Z10–Z20). Wyniki analizy LCA w obszarze zużycia energii dla obiektów badań przedstawiono w tabelach 5.15 i 5.16. Podane wielkości stanowią zasadnicze zestawienie nakładów i korzyści zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów środowiskowych w cyklu istnienia elektrowni wiatrowych, z podziałem na nakłady dla poszczególnych elementów i procesów, będąc jednocześnie podstawą do określenia wskaźników oceny modernizacji w przestrzeni oddziaływania na środowisko.

Tabela 5.15. Charakterystyka następstw środowiskowych występujących w poszczególnych etapach cyklu istnienia elektrowni Vestas V90/105 m (na podstawie załączników Z10–Z14) (opracowanie własne)

Etap	Jednostka	Elementy						Razem
		gondola	wirnik	wieża	fundamenty	przyłącze elektryczne	energia na potrzeby własne	
Wytwarzanie	kg CO <sub>2</sub> eq	237 323	238 000	749 000	286 468	5959	x	1 516 750
	kg SO <sub>2</sub> eq	3073,89	1220	2030	868	97,7	x	7289,59
	kg PO <sub>4</sub> eq	81,081	117	165	105	26,9	x	494,981
Zagospodarowanie użytkowe elementów z etapu wytwarzania	kg CO <sub>2</sub> eq	-127000	-39000	-442000	-89100	-4510	x	-701610
	kg SO <sub>2</sub> eq	-412	-81,9	-1090	-279	-16,8	x	-1879,7
	kg PO <sub>4</sub> eq	-22,9	-19,2	-70,8	-26	-0,791	x	-139,691
Transport elementów na etapie wytwarzania	kg CO <sub>2</sub> eq	6246	4625	10523	7872	354	x	29 620
	kg SO <sub>2</sub> eq	28,7	21,2	48,3	36,1	1,53	x	135,83
	kg PO <sub>4</sub> eq	4,32	3,21	7,28	5,46	0,23	x	20,5
Modernizacja	kg CO <sub>2</sub> eq	170323	238000	x	x	x	x	408 323
	kg SO <sub>2</sub> eq	2533,89	1220	x	x	x	x	3753,89
	kg PO <sub>4</sub> eq	61,981	117	x	x	x	x	178,981
Zagospodarowanie użytkowe elementów na etapie modernizacji	kg CO <sub>2</sub> eq	-96200	-39000	x	x	x	x	-135200
	kg SO <sub>2</sub> eq	-340	-81,9	x	x	x	x	-421,9
	kg PO <sub>4</sub> eq	-18	-19,2	x	x	x	x	-37,2
Transport na etapie modernizacji	kg CO <sub>2</sub> eq	6246	4625	x	x	x	x	10871
	kg SO <sub>2</sub> eq	28,7	21,2	x	x	x	x	49,9
	kg PO <sub>4</sub> eq	4,32	3,21	x	x	x	x	7,53
25-letni etap użytkowania	kg CO <sub>2</sub> eq	138 190	x	x	x	x	137 000	471 190
	kg SO <sub>2</sub> eq	1024,3	x	x	x	x	789	2551,3
	kg PO <sub>4</sub> eq	35,9	x	x	x	x	0,413	158,313
Zagospodarowanie użytkowe elementów w 25-letnim etapie użytkowania	kg CO <sub>2</sub> eq	-57200	x	x	x	x	x	-57200
	kg SO <sub>2</sub> eq	-143	x	x	x	x	x	-143
	kg PO <sub>4</sub> eq	-9,34	x	x	x	x	x	-9,34

Największe emisje związków powodujących zmiany klimatu, zakwaszenie i eutrofizację występowały na etapie wytwarzania (odpowiednio: 1 516 750 kg CO<sub>2eq</sub>, 7289,59 kg SO<sub>2eq</sub>, 494,981 kg PO<sub>4eq</sub> dla Vestas V90/105 m i 1 900 660 kg CO<sub>2eq</sub>, 8458,59 kg SO<sub>2eq</sub>, 621,981 kg PO<sub>4eq</sub> dla Vestas V100/120 m) i modernizacji (odpowiednio: 408323 kg CO<sub>2eq</sub>, 3753,89 kg SO<sub>2eq</sub>, 178,981 kg PO<sub>4eq</sub> dla Vestas V90/105 m i 427323 kg CO<sub>2eq</sub>, 3823,89 kg SO<sub>2eq</sub>, 190,981 kg PO<sub>4eq</sub> dla Vestas V100/120 m).

W cyklu 25-letnim największą emisję ekwiwalentnego dwutlenku węgla w przypadku obu analizowanych elektrowni powodowała wieża (odpowiednio: 317 523 kg CO<sub>2eq</sub> i 398 814 kg CO<sub>2eq</sub>) i fundamenty (odpowiednio: 205 240 kg CO<sub>2eq</sub> i 321 859 kg CO<sub>2eq</sub>). Dla cyklu życia z modernizacją największe emisje CO<sub>2eq</sub> dla obu elektrowni były z kolei związane z wirnikiem (odpowiednio: 407 250 kg CO<sub>2eq</sub> i 445 822 kg CO<sub>2eq</sub>) i transportem (392 000 kg CO<sub>2eq</sub> dla obu elektrowni).

W 25-letnim cyklu życia analizowanych elektrowni największe emisje substancji powodujących zakwaszenie związane były z gondolą (odpowiednio: 3571,89 kg SO<sub>2eq</sub> i 3578,19 kg SO<sub>2eq</sub>) i wirnikiem (odpowiednio: 1159,3 kg SO<sub>2eq</sub> i 1234,6 kg SO<sub>2eq</sub>); podobnie jak dla cyklu życia z modernizacją – gondola (odpowiednio: 6675,78 kg SO<sub>2eq</sub> i 6688,38 kg SO<sub>2eq</sub>) i wirnik (odpowiednio: 2318,6 kg SO<sub>2eq</sub> i 2469,2 kg SO<sub>2eq</sub>).

W przypadku elektrowni Vestas V90/105 m w 25-letnim cyklu życia największe emisje substancji powodujących eutrofizację były związane z transportem (122 kg PO<sub>4eq</sub>) i wieżą (101,48 kg PO<sub>4eq</sub>), a dla Vestas V90/105 m – z fundamentami (145,64 kg PO<sub>4eq</sub>) i wieżą (126,32 kg PO<sub>4eq</sub>). Dla cyklu życia z modernizacją największe emisje PO<sub>4eq</sub> dla obu elektrowni wynikały z transportu (244 kg PO<sub>4eq</sub> dla obu elektrowni) i materiałów oraz energii w cyklu życia wirnika (odpowiednio: 202,02 kg PO<sub>4eq</sub> i 224,62 kg PO<sub>4eq</sub>). Różnice w udziale elementów składowych w sumarycznych oddziaływaniach w 25-letnim cyklu życia elektrowni i cyklu życia z modernizacjami są związane z wykorzystaniem dodatkowych materiałów i energii podczas modernizacji, a także z dwukrotnym zwiększeniem zużycia paliwa spowodowanym pracami eksploatacyjnymi na przedłużonym o kolejne 25 lat etapie użytkowania elektrowni modernizowanej.



Na potrzeby oceny modernizacji dalszą analizę zawężono do najbardziej powszechnego wskaźnika środowiskowych oddziaływań, czyli emisji CO<sub>2eq</sub>. W tabeli 5.17 podano sumaryczne zestawienie korzyści i nakładów na etapach: wytwarzania, użytkowania oraz zagospodarowania użytkowego, stanowiące dane wejściowe do obliczenia wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z emisji CO<sub>2eq</sub>. Nakłady środowiskowe w postaci emisji CO<sub>2eq</sub> na wytwarzanie elementów elektrowni Vestas V100/120 m oraz elementów wykorzystanych podczas jej modernizacji były wyższe niż analogiczne nakłady dla elektrowni wiatrowej Vestas V90/105 m (Tab. 5.17), co wynika przede wszystkim z większego zużycia materiałów i elementów użytych do budowy tej elektrowni oraz większej ilości zużytego paliwa podczas transportu elementów.

Tabela 5.17. Wyniki nakładów i korzyści dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z emisji CO<sub>2eq</sub> w cyklu istnienia elektrowni wiatrowych (opracowanie własne)

Elektrownia wiatrowa	$N_W^1$ [MgCO <sub>2eq</sub> ]	$N_r$ [MgCO <sub>2eq</sub> /rok]	$N_Z^1$ [MgCO <sub>2eq</sub> ]	$N_W^2$ [MgCO <sub>2eq</sub> ]	$N_Z^2$ [MgCO <sub>2eq</sub> ]	$U_{rE}$ [MWh /rok]
Vestas V90/105 m	1546	16,5	-701	419	-135	6145,56
Vestas V100/120 m	1940	15,8	-876	441	-137	6468,58

### 5.2.3. Dane ekonomiczne

Podstawą oceny modernizacji w przestrzeni ekonomicznej jest wyznaczenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów ekonomicznych. Efektywność ta zgodnie z przyjętą we wcześniejszych rozdziałach definicją zintegrowanego wskaźnika efektywności jest rozumiana jako stosunek korzyści ekonomicznych na etapie użytkowania do nakładów poniesionych na wytwarzanie, użytkowanie i użytkowe zagospodarowanie materiałów i elementów elektrowni wiatrowej. Zebrane dane dotyczące korzyści i nakładów ekonomicznych są danymi rzeczywistymi dla elektrowni Vestas V90/105 m oraz Vestas V100/120 m, zlokalizowanych w centralnej części kraju.

W tabelach 5.18 i 5.19 przedstawiono korzyści ekonomiczne obu elektrowni, wyznaczone na podstawie danych o produktywności zestawionych w tabeli 5.1 oraz cen energii elektrycznej i zielonych certyfikatów w latach 2016–2019. Średnioroczne korzyści ekonomiczne elektrowni Vestas V100/120 m były wyższe niż Vestas V90/105 m, co oczywiście jest podyktowane jej wyższą produktywnością.

Tabela 5.18. Korzyści finansowe – elektrownia Vestas V90/105 m (opracowanie własne)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena prezesa URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]
styczeń, 2016	525,895			88061,11775	616,111		45364,25293
luty, 2016	663,393	167,45		111085,1579	680,475		50103,37425
marzec, 2016	415,860			69635,757	439,161		32335,42443
kwiecień, 2016	426,625			73012,6025	449,658		33108,31854
maj, 2016	425,809	171,14		72872,95226	447,665		32961,57395
czerwiec, 2016	288,001			49288,49114	312,328	73,63	22996,71064
lipiec, 2016	321,095			55074,2144	342,600		25225,638
sierpień, 2016	302,539	171,52		51891,48928	332,329		24469,38427
wrzesień, 2016	311,765			53473,9328	333,026		24520,70438
październik, 2016	512,903			86619,05864	537,196		39553,74148
listopad, 2016	577,222	168,88		97481,25136	590,357		43467,98591
grudzień, 2016	713,265			120456,1932	731,854		53886,41002
styczeń, 2017	477,799			76734,5194	500,821		19446,87943
luty, 2017	525,872	160,6		84455,0432	545,206		21170,34898
marzec, 2017	592,978			95232,2668	613,344	38,83	23816,14752
kwiecień, 2017	611,833			99422,8625	630,737		24491,51771
maj, 2017	477,021	162,5		77515,9125	498,357		19351,20231
czerwiec, 2017	465,207			75596,1375	485,703		18859,84749

Tabela 5.18. (ciąg dalszy)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena prezesa URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]
lipiec, 2017	310,890			52185,9954	336,315		13059,11145
sierpień, 2017	363,946	167,86		61091,97556	387,276		15037,92708
wrzesień, 2017	523,662			87901,90332	541,644		21032,03652
październik, 2017	753,345			123586,2473	796,208		30916,75664
listopad, 2017	608,491	164,05		99822,94855	627,570		24368,5431
grudzień, 2017	846,973			138945,9207	858,413		33332,17679
styczeń, 2018	838,309			188376,4154	854,162		88679,09884
luty, 2018	281,297			63210,24887	303,691		31529,19962
marzec, 2018	580,171			130370,2254	600,344		62327,71408
kwiecień, 2018	612,327			137596,0002	629,521		65356,87022
maj, 2018	409,053			91918,29963	431,231		44770,40242
czerwiec, 2018	356,407		224,71	80088,21697	380,411	103,82	39494,27002
lipiec, 2018	297,331			66813,24901	321,900		33419,658
sierpień, 2018	311,960			70100,5316	337,638		35053,57716
wrzesień, 2018	454,530			102137,4363	474,372		49249,30104
październik, 2018	616,428			138517,5359	632,148		65629,60536
listopad, 2018	526,708			118356,5547	546,644		56752,58008
grudzień, 2018	711,609			159905,6584	730,735		75864,9077

Tabela 5.18. (ciąg dalszy)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena prezesa URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]	
styczeń, 2019	681,812			156557,6714	701,931		92788,25889	
luty, 2019	686,713			157683,0391	701,257		92699,2019283	
marzec, 2019	745,182			171108,6908	762,964		100856,2112	
kwiecień, 2019	639,812			146913,6314	639,812		84576,74828	
maj, 2019	435,467			99991,93254	459,531		60745,40289	
czerwiec, 2019	351,924			80808,78888	375,631		49654,66189	
lipiec, 2019	358,120		229,62	82231,5144	378,092	132,19	49979,98148	
sierpień, 2019	260,168			59739,77616	290,137		38353,21003	
wrzesień, 2019	496,859			114088,7636	518,796		68579,64324	
październik, 2019	529,792			12201950,839	550,511		72772,04909	
listopad, 2019	660,664			151701,6677	678,892		89742,73348	
grudzień, 2019	697,225			160096,8045	714,312		94424,90328	
			Suma	4851407,443				
		Przychody średnioroczne		1212851,861			559044,0412	
		Średnioroczne korzyści finansowe z energii sprzedanej i wytworzonej						1771895,902



Tabela 5.19. Korzyści finansowe – elektrownia Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]
styczeń, 2016	629,774			105455,6563	685,389		50465,19207
luty, 2016	735,512	167,45		123161,4844	773,624		56961,93512
marzec, 2016	502,082			84073,6309	567,443		41780,82809
kwiecień, 2016	419,790			71842,8606	470,078		34611,84314
maj, 2016	393,488	171,14		67341,53632	440,226		32413,84038
czerwiec, 2016	327,119			55983,14566	366,791	73,63	27006,82133
lipiec, 2016	385,009			66036,74368	427,916		31507,45508
sierpień, 2016	306,854	171,52		52631,59808	358,419		26390,39097
wrzesień, 2016	353,632			60654,96064	398,242		29322,55846
październik, 2016	697,038			117715,7774	734,280		54065,0364
listopad, 2016	682,214	168,88		115212,3003	718,249		52884,67387
grudzień, 2016	664,731			112259,7713	706,534		52022,09842
styczeń, 2017	568,010			91222,406	612,597		23787,14151
luty, 2017	634,200	160,6		101852,52	673,067		26135,19161
marzec, 2017	594,852			95533,2312	633,496		24598,64968
kwiecień, 2017	636,203			103382,9875	679,756	38,83	26394,92548
maj, 2017	409,308	162,5		66512,55	456,329		17719,25507
czerwiec, 2017	534,990			86935,875	576,916		22401,64828
lipiec, 2017	365,959	167,86		61429,87774	411,035		15960,48905

Tabela 5.19. (ciąg dalszy)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]
sierpień, 2017	352,141			59110,38826	399,473		15511,53659
wrzesień, 2017	581,827			97665,48022	616,597		23942,46151
październik, 2017	773,953			126966,9897	806,384		31311,89072
listopad, 2017	589,696	164,05		96739,6288	639,249		24822,03867
grudzień, 2017	829,805			136129,5103	861,557		33454,25831
styczeń, 2018	800,782			179943,7232	838,558		87059,09156
luty, 2018	306,848			68951,81408	364,003		37790,79146
marzec, 2018	577,181			129698,3425	620,088		64377,53616
kwiecień, 2018	672,487			151114,5538	714,199		74148,14018
maj, 2018	460,666			103516,2569	509,696		52916,63872
czerwiec, 2018	350,874		224,71	78844,89654	391,516	103,82	40647,19112
lipiec, 2018	355,371			79855,41741	407,154		42270,72828
sierpień, 2018	281,587			63275,41477	321,047		33331,09954
wrzesień, 2018	449,566			101021,9759	482,187		50060,65434
październik, 2018	587,871			132100,4924	622,183		64595,03906
listopad, 2018	517,018			116179,1148	562,601		58409,23582
grudzień, 2018	699,120			157099,2552	743,263		77165,56466

Tabela 5.19. (ciąg dalszy)

Miesiąc, rok	Energia sprzedana [MWh]	Cena URE [zł/MWh]	Cena TGE [zł/MWh]	Wartość energii sprzedanej [zł]	Energia wytworzona [MWh]	Zielone certyfikaty [zł/MWh]	Wartość energii wytworzonej [zł]
styczeń, 2019	651,970			149705,3514	690,092		91223,26148
luty, 2019	590,790	229,62		135657,1998	620,316	132,19	81999,57204
marzec, 2019	812,705			186613,3221	849,036		112234,0688
kwiecień, 2019	620,558			142492,528	664,184		87798,48296
maj, 2019	428,254			98335,68348	475,962		62917,41678
czerwiec, 2019	373,065			85663,1853	406,564		53743,69516
lipiec, 2019	385,636			88549,73832	436,732		57731,60308
sierpień, 2019	352,787			81006,95094	399,539		52815,06041
wrzesień, 2019	509,758			117050,632	550,761		72805,09659
październik, 2019	550,782			126470,5628	596,542		78856,88698
listopad, 2019	750,199			172260,6944	784,299		103676,4848
grudzień, 2019	820,238			188343,0496	857,627		113369,7131
			Suma	5089601,066			
		Przychody średnioroczne		1272400,266			606853,8032
		Średnioroczne korzyści finansowe z energii energii sprzedanej i wytworzonej					1879254,07

Nakłady ekonomiczne na etapie wytwarzania związane są z pozyskaniem terenu pod inwestycję, wybudowaniem dróg dojazdowych i placów montażowych, zakupem turbiny i jej osprzętu elektrycznego wraz z przyłączem oraz z budową fundamentowania. W tabelach 5.20 i 5.21 przedstawiano nakłady ekonomiczne na etapie wytwarzania elektrowni Vestas V90/105 m oraz V100/120 m. Główną składową stanowi koszt zakupu zespołu wiatrowo-elektrycznego, który zasadniczo uzależniony jest od mocy elektrowni. Koszty zakupu terenu oraz budowy dróg dojazdowych i placów montażowych są kosztami specyficznymi dla danej lokalizacji elektrowni i mogą się znacząco różnić pomiędzy różnymi inwestycjami.

Tabela 5.20. Nakłady finansowe na etapie wytwarzania elektrowni Vestas V90/105 m (opracowanie własne)

Wyszczególnienie	Wartość [zł]
Zakup terenu	104 691,00
Drogi dojazdowe i place montażowe	151 234,80
Zespół wiatrowo-elektryczny (turbina wiatrowa, fundament, przyłącze elektryczne)	11 928 298,97
<b>Razem</b>	<b>12 184 224,77</b>

Tabela 5.21. Nakłady finansowe na etapie wytwarzania elektrowni Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Wyszczególnienie	Wartość [zł]
Zakup terenu	62 618,00
Drogi dojazdowe i place montażowe	150 240,00
Zespół wiatrowo-elektryczny (turbina wiatrowa, fundament, przyłącze elektryczne)	13 032 554,72
<b>Razem</b>	<b>13 245 412,72</b>

Nakłady na etapie użytkowania elektrowni wiatrowej obejmują zasadniczo wszystkie koszty ponoszone w związku z jej użytkowaniem, czyli koszty serwisu, ochrony i dozoru technicznego, ubezpieczeń, dzierżaw i służebności, monitoringu porealizacyjnego, wyłączenia gruntów z produkcji rolnej, bilansowania handlowego, podatków od nieruchomości oraz koszty zużycia materiałów i energii. W tabelach 5.22 i 5.23 zestawiono rzeczywiste roczne nakłady finansowe oraz wyznaczone na tej podstawie średnioroczne nakłady finansowe na etapie użytkowania elektrowni Vestas V90/105 m oraz Vestas V100/120 m. Największe koszty wynikają z umów serwisowych (Tabele 5.22 i 5.23). Wysokie koszty roczne dla obu analizowanych elektrowni związane są także z podatkiem od nieruchomości i bilansowaniem handlowym.

Tabela 5.22. Roczne nakłady finansowe poniesione na użytkowanie elektrowni Vestas V90/105 m w latach 2016–2019 (opracowanie własne)

Wyszczególnienie	Wartość [zł/rok]				Nakłady użytkowanie
	2016 r.	2017 r.	2018 r.	2019 r.	średnia 2016–2019
Koszty serwisu	233 319,9	209 533	242 285,9	303 133,6	247 068,11
Podatek od nieruchomości	46 000	46 000	46 000	46 031	46 007,75
Koszty ubezpieczeń	12 934,86	12 464,94	15 184,31	20 972,38	15 389,1225
Koszty bilansowania handlowego	57 346,24	71 843,46	13 586,37	6992,27	37 442,085
Koszty dzierżaw i służebności	33 112,8	33 112,8	33 112,8	33 112,8	33 112,8
Zużycie materiałów i energii	14 960,15	14 018,69	15026,18	15 133,23	14 784,5625
Koszty ochrony	1746,77	1800	1800	1800	1786,6925
Koszty monitoringu porealizacyjnego	12 000	5000	7000	11 000	8750
Koszty wyłączenia gruntu z produkcji rolnej	5010,9	5010,9	5010,9	5010,9	5010,9
Koszty dozoru technicznego	340	1576	340	1576	958
<b>Razem</b>	<b>416 771,7</b>	<b>400 359,8</b>	<b>379 346,5</b>	<b>444 762,2</b>	<b>410 310,023</b>

Tabela 5.23. Roczne nakłady finansowe poniesione na użytkowanie elektrowni Vestas V100/120 m w latach 2016–2019 (opracowanie własne)

Wyszczególnienie	Wartość [zł/rok]				Nakłady użytkowanie
	2016 r.	2017 r.	2018 r.	2019 r.	średnia 2016–2019
Koszty serwisu	260 393,5	248 203,4	27 2557,5	36 5379,4	286 633,45
Podatek od nieruchomości	59 561	59 561	59 561	59 561	59 561,00
Koszty ubezpieczeń	13 018,75	12 498,72	15 531,28	20 395,19	15 360,99
Koszty bilansowania handlowego	102 417	91 227,22	15 568,09	7170,73	54 095,76
Koszty dzierżaw i służebności	20 100	20 100	20 100	20 491,08	20 197,77
Zużycie materiałów i energii	9472,63	9541,49	9285,86	7226,84	8881,71
Koszty ochrony	1804	1860	1980	1980	1906,00
Koszty monitoringu porealizacyjnego	42004	41 500	17 500	21 500	30 626,00
Koszty wyłączenia gruntu z produkcji rolnej	6568,11	6568,11	6568,11	6568,11	6568,11
Koszty dozoru technicznego	1504	340	808	340	748,00
<b>Razem</b>	<b>516 843</b>	<b>491 399,9</b>	<b>419 459,8</b>	<b>510 612,4</b>	<b>484 578,78</b>

Koszty zagospodarowania użytkowego materiałów na wytwarzanie i przeprowadzenie modernizacji zostały ustalone w oparciu o pozyskane na etapie zbierania danych informacje od firm specjalizujących się w wykonawstwie elektrowni wiatrowych, a zwłaszcza od zajmujących się likwidacją obiektów technicznych. Analizę nakładów finansowych na etapie zagospodarowania użytkowego poszerzono o przychody z recyklingu tworzyw, materiałów i elementów konstrukcyjnych elektrowni wiatrowych. Koszty recyklingu tworzyw polimerowych oszacowano na podstawie danych z zakładów specjalizujących się w odbiorze i przygotowaniu materiałów w celu poddania ich recyklingowi i odzyskowi energii.

Opierając się na informacjach zebranych od firm, nakłady na modernizację po 25 latach użytkowania elektrowni Vestas V90/105 m przyjęto w wysokości 7 310 535,- zł, natomiast elektrowni Vestas V100/120 m – 7 947 248,- zł. Na etapie zagospodarowania użytkowego po 25 latach użytkowania koszty elektrowni Vestas V90/105 m przyjęto w wysokości 276 000,- zł, a elektrowni Vestas V100/120 m – w wysokości 386 000,- zł. Z kolei na etapie zagospodarowania użytkowego po 50 latach użytkowania przyjęto koszty dla elektrowni na poziomie: Vestas V90/105 m – 168 000,- zł, Vestas V100/120 m – 226 000,- zł.

W tabeli 5.24 przedstawiono składniki zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów ekonomicznych, wyznaczone na podstawie informacji przedstawionych w tabelach 5.18–5.23. W cyklu życia analizowanych elektrowni wiatrowych dominują nakłady ponoszone na etapie ich wytwarzania.

Tabela 5.24. Korzyści i nakłady ekonomiczne w cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Elektrownia wiatrowa	$N_W^1$ [zł]	$N_r$ [zł]	$N_Z^1$ [zł]	$N_W^2$ [zł]	$N_Z^2$ [zł]	$U_r$ [zł/rok]
Vestas V90/105 m	12 184 225,-	410 310,-	276 000,-	7 310 535,-	168 000,-	1 771 896,-
Vestas V100/120 m	13 245 413,-	484 579,-	386 000,-	7 947 248,-	226 000,-	1 879 254,-

#### 5.2.4. Dane społeczne

Jako obciążenia w stosunku do społeczeństwa wynikające z istnienia elektrowni wiatrowych przyjęto w opracowaniu koszty społeczne generowane przez elektrownię wiatrową na etapie użytkowania. Analiza LCA nie wskazuje jednak oddziaływania elektrowni na społeczeństwo na etapie użytkowania w zakresie dominaty urbanistycznej i jej wpływu na otoczenie. Zaproponowana analiza kosztów społecznych oraz efektywności z poniesionych nakładów społecznych zakłada oddziaływanie elektrowni na pobliskie siedliska ludzkie na etapie użytkowania oraz korzyści jako produkcji energii. Pozwala ona na porównanie dla różnych lokalizacji kosztów społecznych produkcji energii odnawialnej oraz zdefiniowanej efektywności z nakładów społecznych. Szczegółowa definicja

wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów społecznych została przedstawiona w podrozdziale 4.4.

Zakładając graniczną analizowaną wagę siedliska ludzkiego jako  $w_{gr}$  (zależność 4.19) określono promień  $r_{gr}$  nakładów społecznych wokół elektrowni wiatrowej zgodnie z zależnością (4.20).

Dla założonej wagi  $w_{gr} = 0,05$  i wynikającym z tego promieniu analizy  $r = 449,36$  m dla elektrowni Vestas V90/105 m oraz  $r = 509,27$  m dla elektrowni Vestas V100/120 m siedliska ludzkie nie występują.

Dla założonej wagi  $w_{gr} = 0,01$  i wynikającym z tego promieniu analizy  $r = 690,78$  m dla elektrowni Vestas V90/105 m występują siedliska ludzkie jednorodzinne, brak natomiast siedlisk wielorodzinnych. W tabeli 5.25 zestawiono dane dotyczące siedlisk ludzkich zlokalizowanych w obrębie elektrowni wiatrowej Vestas V90/105 m przy założonej wadze siedliska ludzkiego większej niż 0,01.

Tabela 5.25. Zestawienie siedlisk ludzkich wraz z ich odległościami od elektrowni Vestas V90/105 m w założonym promieniu analizy  $r = 690,78$  m (opracowanie własne)

i [kolejne analizowane siedlisko ludzkie]	$LP_i$ [s]	$r_i$ [m]	$w_i$ [-]	$w_i \times LP_i$ [s]
1	1	686	0,010323	0,010323
SUMA				0,010323

Dla założonej wagi  $w_{gr} = 0,01$  i wynikającym z tego promieniu analizy  $r = 782,88$  m dla elektrowni Vestas V100/120 m występują siedliska ludzkie jednorodzinne, natomiast brak siedlisk wielorodzinnych. W tabeli 5.26 przedstawiono dane obejmujące siedliska ludzkie zlokalizowane w obrębie elektrowni Vestas V100/120 m przy założonej wadze siedliska ludzkiego większej niż 0,01.

W tabeli 5.27 przedstawiono składniki zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych, wyznaczone na podstawie danych zestawionych w tabelach 5.25 i 5.26. W przypadku tego wskaźnika nakłady ponoszone są tylko na etapie użytkowania i zależą od przyjętej wagi oddziaływań i rozpatrywanego promienia wokół elektrowni wiatrowej. Wyższe nakłady wystąpiły dla elektrowni Vestas V100/120 m.

Tabela 5.26. Zestawienie siedlisk ludzkich wraz z ich odległością od elektrowni Vestas V100/120 m w założonym promieniu analizy  $r = 782,88$  m (opracowanie własne)

i [kolejne analizowane siedlisko ludzkie]	$LP_i$ [sl]	$r_i$ [m]	$w_i$ [-]	$w_i \times LP_i$ [sl]
1	1	565	0,036025	0,036025
2	1	575	0,033967	0,033967
3	1	590	0,031099	0,031099
4	1	605	0,028472	0,028472
5	1	620	0,026068	0,026068
6	1	625	0,025312	0,025312
7	1	625	0,025312	0,025312
8	1	640	0,023174	0,023174
9	1	650	0,021851	0,021851
10	1	650	0,021851	0,021851
11	1	680	0,018316	0,018316
12	1	710	0,015353	0,015353
13	1	720	0,014476	0,014476
14	1	730	0,013649	0,013649
15	1	755	0,011782	0,011782
16	1	760	0,011441	0,011441
17	1	765	0,011109	0,011109
SUMA				0,369255

Tabela 5.27. Wyniki nakładów i korzyści dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych dla założonej  $w_{gr} = 0,01$  (opracowanie własne)

Elektrownia wiatrowa	$N_W^1$ [SL]	$N_r$ [SL/rok]	$N_Z^1$ [SL]	$N_W^2$ [SL]	$N_Z^2$ [SL]	$U_r$ [MWh]
Vestas V90/105 m	0	0,010323	0	0	0	6 145,56
Vestas V100/120 m	0	0,369255	0	0	0	6 468,58

### 5.3. Wyznaczenie wskaźników oceny zrównoważonej modernizacji elektrowni wiatrowych

W celu oceny efektów modernizacji elektrowni wiatrowych Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m wyznaczono wartości: zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów dla 25-letniego cyklu życia elektrowni i 50-letniego cyklu życia z modernizacją, wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację. Analizę przeprowadzono rozpatrując cztery rodzaje nakładów w cyklu życia wyznaczonych poprzednich rozdziałach: energetycznych, środowiskowych (w postaci emisji  $CO_2eq$ ), ekonomicznych i społecznych.



### 5.3.1. Wskaźniki oceny dla aspektów energetycznych

Aby wyznaczyć wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji konieczne jest ustalenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych dla cyklu życia z modernizacjami, opisanego zależnością 4.9.

Po podstawieniu odpowiednich wartości korzyści i nakładów energetycznych (tabela 5.14) do równania (4.9) opisującego efektywność z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów energetycznych dla elektrowni Vestas V90/105 m po 25 latach użytkowania przed modernizacją przedstawia się następująco:

$$\begin{aligned} E_{en}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{6\,145,56 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t}{2\,028 [\text{MWh}] + 70,96 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t} = \\ &= 40,41 \text{ MWh/MWh} \end{aligned} \quad (5.1)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m wskaźnik ten przyjmuje wartości:

$$\begin{aligned} E_{en}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{6\,468,58 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t}{2\,448 [\text{MWh}] + 68,32 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t} = \\ &= 38,91 \text{ MWh/MWh} \end{aligned} \quad (5.2)$$

Dla elektrowni wiatrowej po 25 latach użytkowania i po wykonanej modernizacji (następuje wówczas wzrost nakładów na wytwarzanie i zagospodarowanie poużytkowe elementów) zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów energetycznych przedstawia się następująco:

- dla Vestas V90/105 m:

$$\begin{aligned} E_{en}^{[1]}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6\,145,56 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{3\,232 [\text{MWh}] + 70,96 [\text{MWh/rok}] \cdot t} = \\ &= 30,69 \text{ MWh/MWh} \end{aligned} \quad (5.3)$$

- dla Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E_{en}^{[1]}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6\,468,58 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{3\,723 [\text{MWh}] + 68,32 [\text{MWh/rok}] \cdot t} = \\ &= 29,77 \text{ MWh/MWh} \end{aligned} \quad (5.4)$$

Przy założeniu 50-letniego etapu użytkowania dla modernizowanej elektrowni wiatrowej zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów energetycznych elektrowni przyjmuje wartości odpowiednio dla Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m:

$$E_{en}(t = 50 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6\,145,56 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t}{3\,232 [\text{MWh}] + 70,96 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t} = 45,32 \text{ MWh/MWh} \quad (5.5)$$

$$E_{(t=50 \text{ lat})} = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6\,468,58 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t}{3\,723 [\text{MWh}] + 68,32 \left[ \frac{\text{MWh}}{\text{rok}} \right] \cdot t} = 45,30 \text{ MWh/MWh} \quad (5.6)$$

Na podstawie powyższych wartości wyznaczono wskaźniki efektywności zrównoważonej modernizacji (zgodnie z równaniem 4.35) z nakładów energetycznych. Wskaźnik ten dla elektrowni Vestas V90/105 m przedstawia się następująco:

$$E_{M1} = \frac{E_{en}(t = 50 \text{ lat})}{E_{en}(t = 25 \text{ lat})} = \frac{45,32 \text{ MWh/MWh}}{40,41 \text{ MWh/MWh}} = 1,12 \quad (5.7)$$

a dla elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m przyjmuje wartość:

$$E_{M1} = \frac{E(t = 50 \text{ lat})}{E(t = 25 \text{ lat})} = \frac{45,30 \text{ MWh/MWh}}{38,91 \text{ MWh/MWh}} = 1,16 \quad (5.8)$$

W tabeli 5.28 przedstawiono otrzymane wyniki obliczeń zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów energetycznych oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m.

Tabela 5.28. Wyniki zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów energetycznych oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Wskaźnik	Jednostka	Vestas V90/105 m		Vestas V100/120 m	
		$E(t = 25)$	$E(t = 50)$	$E(t = 25)$	$E(t = 50)$
Zintegrowane wskaźniki efektywności z nakładów energetycznych	MWh/MWh	40,41	45,32	38,91	45,30
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji dla nakładów energetycznych	--	<b>1,12</b>		<b>1,16</b>	

W obu przypadkach zintegrowane wskaźniki efektywności z nakładów energetycznych wzrastają. W odniesieniu do elektrowni Vestas V90/105 m wskaźnik ten rośnie z wartości z 40,41 do 45,32 (Rys. 5.2). Konsekwencją tego jest fakt, iż wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji dla nakładów energetycznych jest równa 1,12, co oznacza 12% wzrost efektywności poniesionych nakładów energetycznych. W przypadku elektrowni Vestas V100/120 m wskaźnik zwiększył się z 38,91 do 45,30 (Rys. 5.3), a więc wartość wskaźnika zrównoważonej

modernizacji dla nakładów energetycznych równa jest 1,16, co oznacza 16% wzrost efektywności poniesionych nakładów energetycznych.

Reasumując, większy wzrost efektywności poniesionych nakładów dotyczy większego obiektu, co poniekąd wyznacza pewien trend działań ku coraz efektywniejszym rozwiązaniom.

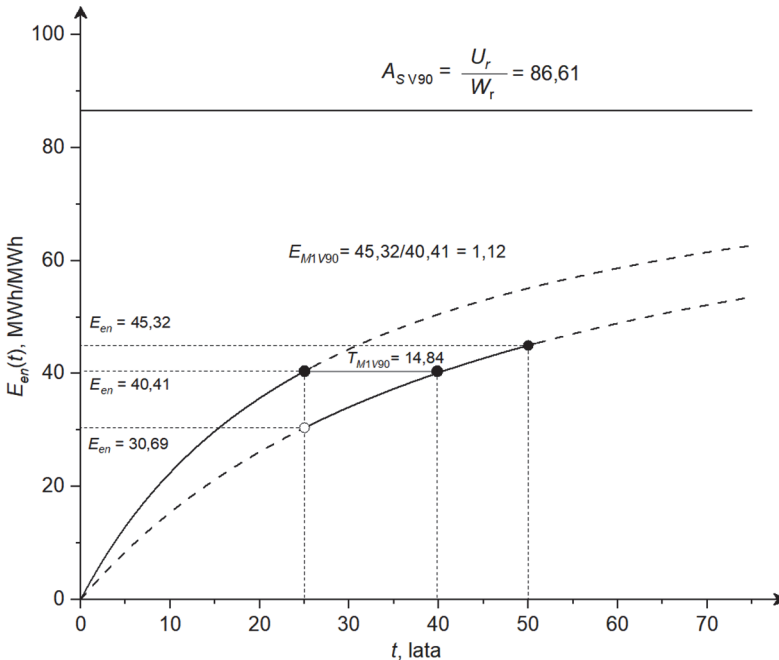
Drugim wskaźnikiem oceny zrównoważonej modernizacji jest czas  $T_{Mn}$ , po którym zintegrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów po modernizacji powraca do zintegrowanego wskaźnika efektywności po zakończonym cyklu użytkowania przed modernizacją.

Na podstawie zależności (4.49) określono, że czas zwrotu nakładów energetycznych na modernizację elektrowni Vestas V90/105 m jest równy:

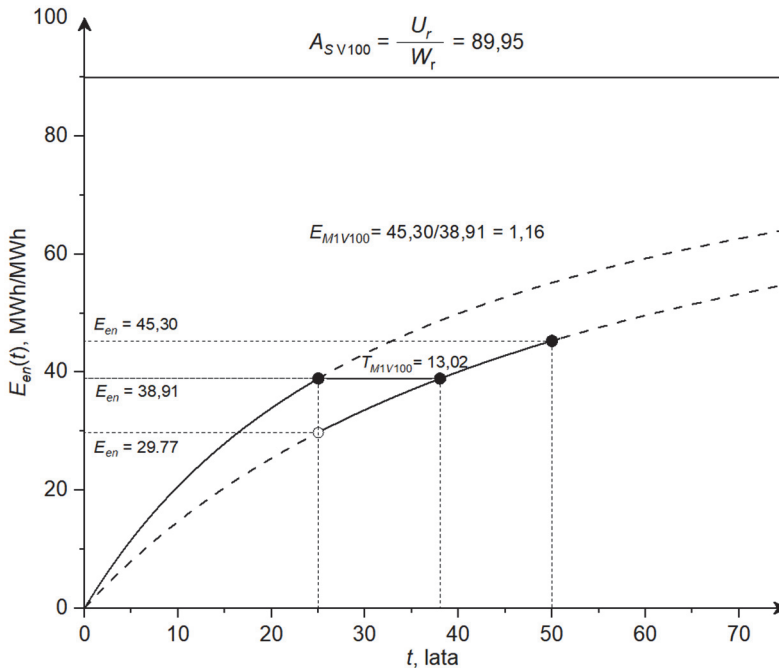
$$T_{M1V90} = 25 \text{ [lat]} \frac{1951 \text{ [MWh]} - 747 \text{ [MWh]}}{4396 \text{ [MWh]} - 2368 \text{ [MWh]}} = 14,84 \text{ lat} \quad (5.9)$$

a elektrowni Vestas V100/120 m:

$$T_{M1V100} = 25 \text{ [lat]} \frac{2050 \text{ [MWh]} - 775 \text{ [MWh]}}{5340 \text{ [MWh]} - 2892 \text{ [MWh]}} = 13,02 \text{ lat} \quad (5.10)$$



Rys. 5.2. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V90/105 m (opracowanie własne)



Rys. 5.3. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V100/105 m (opracowanie własne)

W przypadku obu analizowanych elektrowni wiatrowych czas zwrotu nakładów energetycznych poniesionych na zrównoważoną modernizację wynosi więcej niż 10 lat, odpowiednio: Vestas V90/105 m – 14,84 lat, natomiast Vestas V100/120 m – 13,02 lat (Rys. 5.2 i 5.3). Oznacza to powrót do zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych po zakończonym pierwszym cyklu użytkowania po około 15 latach dla elektrowni Vestas V90/105 m i po ok. 13 latach dla Vestas V100/120 m po wykonanej zrównoważonej modernizacji.

### 5.3.2. Wskaźniki oceny dla aspektów środowiskowych

Aby wyznaczyć wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji konieczne jest ustalenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów środowiskowych dla cyklu życia z modernizacjami opisaną zależnością (4.9). Jak wspomniano, spośród dostępnych wskaźników oceny efektywności środowiskowej do analiz przyjęto najbardziej rozpowszechnioną ocenę źródeł energii w oparciu o emisję  $\text{CO}_{2eq}$  na jednostkę wyprodukowanej energii.

Po podstawieniu odpowiednich wartości korzyści i nakładów środowiskowych (tabela 5.17) do równania (4.9) opisującego efektywność z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami zintegrowany wskaźnik efektywności

z emisji gazów cieplarnianych ( $\text{CO}_{2eq}$ ) dla elektrowni wiatrowej Vestas V90/105 m po 25 latach użytkowania przed modernizacją przedstawia się następująco:

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^{\frac{1}{2}}} = \frac{6145,56 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{845 [\text{MgCO}_{2eq}] + 16,5 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = \\ &= 122,18 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.11)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m wskaźnik ten przyjmuje wartości:

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{6468,58 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{1064 [\text{MgCO}_{2eq}] + 15,8 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = \\ &= 110,84 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.12)$$

Dla elektrowni wiatrowej po 25 latach użytkowania i po wykonanej modernizacji (następuje wówczas wzrost nakładów na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe elementów) zintegrowany wskaźnik efektywności z emisji gazów cieplarnianych ( $\text{CO}_{2eq}$ ) wynosi:

- dla Vestas V90/105 m:

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}^{[1]}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^{\frac{1}{2}} + N_Z^2} = \\ &= \frac{6145,56 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{1129 [\text{MgCO}_{2eq}] + 16,5 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = 99,66 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.13)$$

- dla Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}^{[1]}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^{\frac{1}{2}} + N_Z^2} = \\ &= \frac{6468,58 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{1368 [\text{MgCO}_{2eq}] + 15,8 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = 91,73 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.14)$$

Przy założeniu 50-letniego etapu użytkowania modernizowanej elektrowni wiatrowej zintegrowany wskaźnik efektywności z emisji gazów cieplarnianych ( $\text{CO}_{2eq}$ ) kształtuje się odpowiednio dla Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}(t = 50 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^{\frac{1}{2}} + N_Z^2} = \\ &= \frac{6145,56 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{1129 [\text{MgCO}_{2eq}] + 16,5 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = 157,26 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.15)$$

$$\begin{aligned} E_{\text{CO}_{2eq}}(t = 50 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^{\frac{1}{2}} + N_Z^2} = \\ &= \frac{6468,58 [\text{MWh/rok}] \cdot t}{1368 [\text{MgCO}_{2eq}] + 15,8 [\text{MgCO}_{2eq/\text{rok}}] \cdot t} = 149,87 \text{ MWh/MgCO}_{2eq} \end{aligned} \quad (5.16)$$

Na podstawie powyższych wartości wyznaczono wskaźniki efektywności zrównoważonej modernizacji (zgodnie z równaniem 4.35) z emisji gazów cieplarnianych ( $\text{CO}_{2eq}$ ). Wskaźnik ten dla elektrowni Vestas V90/105 m wynosi:

$$E_{M1V90} = \frac{E_{CO_{2eq}}(t=50 \text{ lat})}{E_{CO_{2eq}}(t=25 \text{ lat})} = \frac{157,26 \text{ MWh/Mg}_{CO_{2eq}}}{122,17 \text{ MWh/Mg}_{CO_{2eq}}} = 1,29 \quad (5.17)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$E_{M1V100} = \frac{E(t=50 \text{ lat})}{E(t=25 \text{ lat})} = \frac{149,87 \text{ MWh/Mg}_{CO_{2eq}}}{110,84 \text{ MWh/Mg}_{CO_{2eq}}} = 1,35 \quad (5.18)$$

W tabeli 5.29 przedstawiono otrzymane wyniki obliczeń zintegrowanych wskaźników efektywności z emisji gazów cieplarnianych ( $CO_{2eq}$ ) oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji obu analizowanych elektrowni.

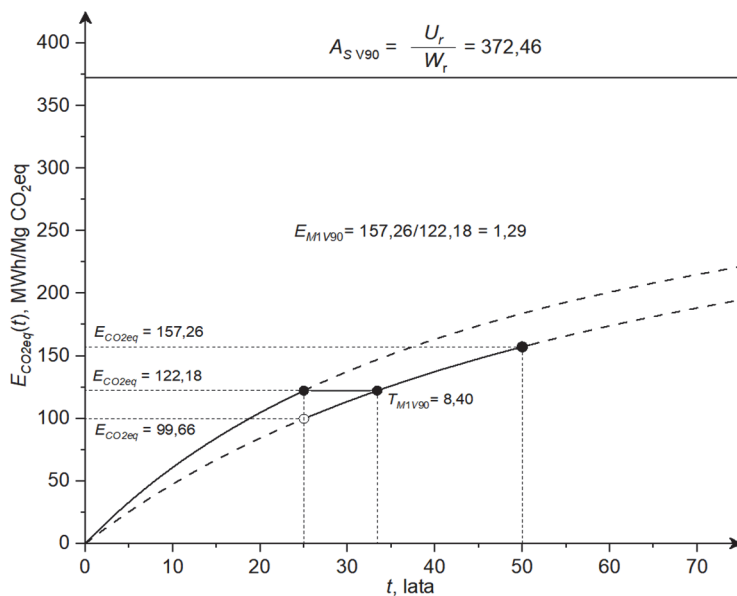
Tabela 5.29. Wyniki zintegrowanych wskaźników efektywności z emisji gazów cieplarnianych ( $CO_{2eq}$ ) oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Wskaźnik	Jednostka	Vestas V90/105 m		Vestas V100/120 m	
		$E(t=25)$	$E(t=50)$	$E(t=25)$	$E(t=50)$
Zintegrowane wskaźniki efektywności z emisji gazów cieplarnianych ( $CO_{2eq}$ )	MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$	122,17	157,26	110,84	149,87
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji dla emisji gazów cieplarnianych	--	<b>1,29</b>		<b>1,35</b>	

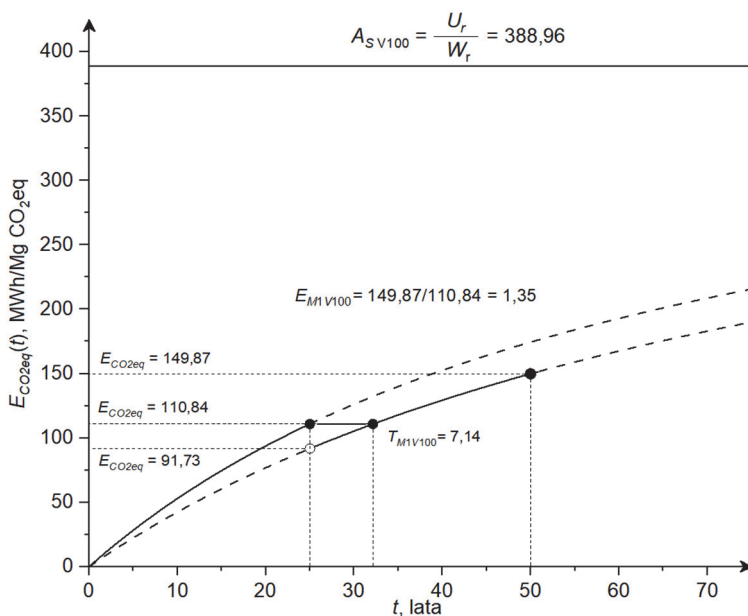
Zintegrowane wskaźniki efektywności z emisji gazów cieplarnianych rosną w odniesieniu do obu elektrowni: w przypadku Vestas V90/105 m z 122,17 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ] do 157,26 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ] (Rys. 5.4). W konsekwencji wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji dla emisji gazów cieplarnianych jest równa 1,29 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ], co oznacza 29% wzrost efektywności poniesionych nakładów z emisji gazów cieplarnianych. Zintegrowany wskaźnik efektywności dotyczący elektrowni Vestas V100/120 m rośnie z 110,84 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ] do wartości 149,87 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ] (Rys. 5.5). W związku z tym wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji dla emisji gazów cieplarnianych jest równa 1,35 [MWh/Mg $_{CO_{2eq}}$ ], czyli nastąpił 35% wzrost efektywności poniesionych nakładów z emisji gazów cieplarnianych.

Podsumowując, dla większego obiektu wzrost efektywności poniesionych nakładów jest tutaj większy, co potwierdza sugerowany wcześniej trend działań ku coraz efektywniejszym rozwiązaniom.

Drugim wskaźnikiem oceny zrównoważonej modernizacji jest czas  $T_{Mn}$ , po którym wartość integrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów po modernizacji powraca do wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności po zakończonym cyklu użytkowania przed modernizacją.



Rys. 5.4. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z emisji gazów cieplarnianych (CO<sub>2</sub>eq) z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V90/105 m (opracowanie własne)



Rys. 5.5. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z emisji gazów cieplarnianych (CO<sub>2</sub>eq) z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V100/105 m (opracowanie własne)

Na podstawie zależności (4.49) określono, że dla elektrowni Vestas V90/105 m czas zwrotu nakładów na modernizację jest równy:

$$T_{M1V90} = 25 \text{ [lat]} \frac{419 [\text{MgCO}_{2eq}] - 135 [\text{MgCO}_{2eq}]}{1546 [\text{MgCO}_{2eq}] - 701 [\text{MgCO}_{2eq}]} = 8,40 \text{ lat} \quad (5.19)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$T_{M1V100} = 25 \text{ [lat]} \frac{441 [\text{MgCO}_{2eq}] - 137 [\text{MgCO}_{2eq}]}{1940 [\text{MgCO}_{2eq}] - 876 [\text{MgCO}_{2eq}]} = 7,14 \text{ lat} \quad (5.20)$$

Dla elektrowni V90/105 m czas zwrotu nakładów na modernizację wynosi 8,40 lat, natomiast dla elektrowni V100/120 m – 7,14 lat (Rys. 5.4 i 5.5). Oznacza to powrót do zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów z emisji gazów cieplarnianych po zakończonym pierwszym cyklu użytkowania po około 8 latach po wykonanej zrównoważonej modernizacji.

### 5.3.3. Wskaźniki oceny dla aspektów ekonomicznych

Aby wyznaczyć wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji konieczne jest określenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów ekonomicznych dla cyklu życia z modernizacjami opisanego zależnością (4.9).

Po podstawieniu odpowiednich wartości korzyści i nakładów ekonomicznych (tabela 5.24) do równania (4.9) opisującego efektywność z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami, zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów ekonomicznych dla elektrowni Vestas V90/105 m po 25 latach użytkowania przed modernizacją przedstawia się następująco:

$$E_{ek}(t = 25 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{1\,771\,895, - \left[ \frac{z_l}{\text{rok}} \right] \cdot t}{12\,184\,225, - [z_l] + 410\,310, - \left[ \frac{z_l}{\text{rok}} \right] \cdot t + 276\,000, - [z_l]} = 1,95 \quad (5.21)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m wskaźnik ten przyjmuje wartości:

$$E_{ek}(t = 25 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{1\,879\,254, - \left[ \frac{z_l}{\text{rok}} \right] \cdot t}{13\,245\,413, - [z_l] + 484\,579, - \left[ \frac{z_l}{\text{rok}} \right] \cdot t + 386\,000, - [z_l]} = 1,82 \quad (5.22)$$

Dla elektrowni wiatrowej po 25 latach użytkowania i po wykonanej modernizacji (następuje wówczas wzrost nakładów na wytwarzanie i zagospodarowanie użytkowe elementów) zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów ekonomicznych przyjmuje wartości:



- dla Vestas V90/105 m:

$$E_{ek}^{[1]}(t = 25 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} =$$

$$= \frac{1\,771\,895, - [\text{zł/rok}] \cdot t}{19\,932\,760 [\text{zł}] + 410\,310, - [\text{zł/rok}] \cdot t} = 1,47 \quad (5.23)$$

- dla Vestas V100/120 m:

$$E_{ek}(t = 25 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} =$$

$$= \frac{1\,879\,254, - [\text{zł/rok}] \cdot t}{21\,804\,661 [\text{zł}] + 484\,579, - [\text{zł/rok}] \cdot t} = 1,39 \quad (5.24)$$

Przy założeniu 50-letniego etapu użytkowania modernizowanej elektrowni wiatrowej zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów ekonomicznych przyjmuje wartości odpowiednio dla Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m:

$$E_{ek}(t = 50 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} =$$

$$= \frac{1\,771\,895, - [\text{zł/rok}] \cdot t}{19\,932\,760 [\text{zł}] + 410\,310, - [\text{zł/rok}] \cdot t} = 2,19 \quad (5.25)$$

$$E_{ek}(t = 50 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} =$$

$$= \frac{1\,879\,254, - [\text{zł/rok}] \cdot t}{21\,804\,661 [\text{zł}] + 484\,579, - [\text{zł/rok}] \cdot t} = 2,04 \quad (5.26)$$

Na podstawie powyższych wartości wyznaczono wskaźniki efektywności zrównoważonej modernizacji (zgodnie z równaniem 4.35) z nakładów ekonomicznych. Wskaźnik ten dla elektrowni Vestas V90/105 m kształtuje się następująco:

$$E_{M1V90} = \frac{E_{ek}(t = 50 \text{ lat})}{E_{ek}(t = 25 \text{ lat})} = \frac{2,19}{1,95} = 1,123 \quad (5.27)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$E_{M1V90} = \frac{E_{ek}(t = 50 \text{ lat})}{E_{ek}(t = 25 \text{ lat})} = \frac{2,04}{1,82} = 1,121 \quad (5.28)$$

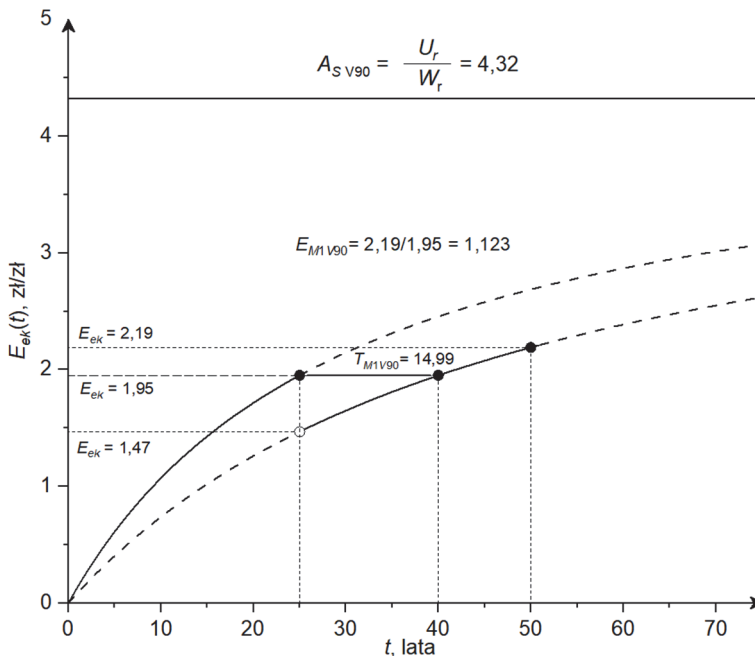
Tabela 5.30 zawiera zestawienie wyników obliczeń zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów ekonomicznych oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m.

Tabela 5.30. Wyniki zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów finansowych oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

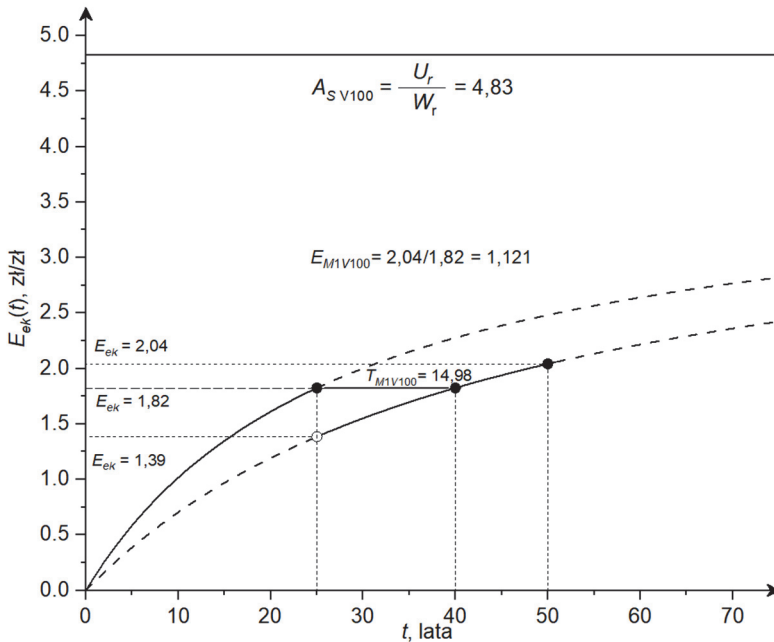
Wskaźnik	Jednostka	Vestas V90/105 m		Vestas V100/120 m	
		$E(t = 25)$	$E(t = 50)$	$E(t = 25)$	$E(t = 50)$
Zintegrowane wskaźniki efektywności z nakładów finansowych	--	1,95	2,19	1,82	2,04
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji dla nakładów finansowych	--	<b>1,123</b>		<b>1,121</b>	

W odniesieniu do analizowanych elektrowni wiatrowych zintegrowane wskaźniki efektywności z nakładów finansowych rosną. W przypadku Vestas V90/105 m wskaźnik ten zwiększył się z wartości 1,95 do 2,19 (Rys. 5.6), w związku z tym wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji dla nakładów finansowych jest równa 1,123, co oznacza 12,3% wzrost efektywności poniesionych nakładów finansowych. Wzrost omawianego wskaźnika z wartości 1,82 do 2,04 zaobserwowano także w przypadku elektrowni Vestas V100/120 m (Rys. 5.7). W konsekwencji wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji dla nakładów finansowych równa się 1,121, co oznacza 12,1% wzrost efektywności poniesionych nakładów finansowych.

Wskaźniki efektywności z nakładów dla nakładów finansowych są podobne w przypadku obu analizowanych elektrowni wiatrowych.



Rys. 5.6. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów finansowych modernizacji Vestas V90/105 m w 50-letnim czasie użytkowania (opracowanie własne)



Rys. 5.7. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów finansowych modernizacji elektrowni Vestas V100/120 m w 50-letnim czasie użytkowania (opracowanie własne)

Drugim wskaźnikiem oceny zrównoważonej modernizacji jest czas  $T_{Mn}$ , po którym integrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów po modernizacji powraca do zintegrowanego wskaźnika efektywności po zakończonym cyklu użytkowania przed modernizacją.

Na podstawie zależności (4.49) określono, że dla elektrowni Vestas V90/105m czas zwrotu nakładów na modernizację jest równy:

$$T_{M1V90} = 25 [\text{lat}] \frac{7\,310\,535 [\text{zł}] + 168\,000 [\text{zł}]}{12\,184\,225 [\text{zł}] + 276\,000 [\text{zł}]} = 14,99 \text{ lat} \quad (5.29)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m wynosi:

$$T_{M1V100} = 25 [\text{lat}] \frac{7\,947\,248 [\text{zł}] + 226\,000 [\text{zł}]}{13\,245\,413 [\text{zł}] + 386\,000 [\text{zł}]} = 14,98 \text{ lat} \quad (5.30)$$

W przypadku obu elektrowni wiatrowych czas zwrotu nakładów finansowych poniesionych na zrównoważoną modernizację wynosi około 15 lat. Oznacza to powrót do zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów finansowych po zakończonym pierwszym cyklu użytkowania po około 15 latach po wykonanej zrównoważonej modernizacji. Konkretnie, dla elektrowni Vestas V90/105 m wynosi on 14,99 lat, natomiast dla elektrowni Vestas V100/120 m – 14,98 lat (Rys. 5.6 i 5.7). A więc efekt jest praktycznie taki sam.

### 5.3.4. Wskaźniki oceny dla aspektów społecznych

Aby wyznaczyć wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji konieczne jest ustalenie wartości zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych dla cyklu życia z modernizacjami opisanego zależnością (4.9).

Po podstawieniu odpowiednich wartości korzyści i nakładów społecznych (tabela 5.27) do równania (4.9) opisującego efektywność z poniesionych nakładów dla cyklu życia z modernizacjami zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych dla elektrowni Vestas V90/105 m po 25 latach użytkowania przed modernizacją przedstawia się następująco:

$$\begin{aligned} E_{NSV90}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{6 \ 145,56 \text{ [MWh/rok]}}{0,010323 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = \\ &= 595,33 \text{ [GWh/SL]} \end{aligned} \quad (5.31)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E_{NSV100}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_r \cdot t + N_Z^1} = \frac{6 \ 468,58 \text{ [MWh/rok]}}{0,369255 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = \\ &= 17,52 \text{ [GWh/SL]} \end{aligned} \quad (5.32)$$

Dla elektrowni wiatrowej po 25 latach użytkowania i po wykonanej modernizacji zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych kształtuje się następująco:

- dla Vestas V90/105 m:

$$\begin{aligned} E^{[1]}_{NSV90}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6 \ 145,56 \text{ [MWh/rok]}}{0,010323 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = \\ &= 595,33 \text{ [GWh/SL]} \end{aligned} \quad (5.33)$$

- dla Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E^{[1]}_{NSV100}(t = 25 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6 \ 468,58 \text{ [MWh/rok]}}{0,369255 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = \\ &17,52 \text{ [GWh/SL]} \end{aligned} \quad (5.34)$$

Przy założeniu 50-letniego etapu użytkowania modernizowanej elektrowni wiatrowej zintegrowany wskaźnik efektywności z nakładów społecznych elektrowni przyjmuje wartości odpowiednio dla Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m:

$$\begin{aligned} E_{NSV90}(t = 50 \text{ lat}) &= \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6 \ 145,56 \text{ [MWh/rok]}}{0,010323 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = \\ &= 595,33 \text{ [GWh/SL]} \end{aligned} \quad (5.35)$$

$$E_{NSV100}(t = 50 \text{ lat}) = \frac{U_r \cdot t}{N_W^1 + N_W^2 + N_r \cdot t + N_Z^1 + N_Z^2} = \frac{6\,468,58 \text{ [MWh/rok]}}{0,369255 \left[ \frac{\text{SL}}{\text{rok}} \right]} = 17,52 \text{ [GWh/SL]} \quad (5.36)$$

Na podstawie powyższych wartości wyznaczono wskaźniki efektywności zrównoważonej modernizacji (zgodnie z równaniem 4.35) z nakładów społecznych. Wskaźnik ten dla elektrowni Vestas V90/105 m wynosi:

$$E_{M1V90} = \frac{E_{NSV90}(t = 50 \text{ lat})}{E_{NSV90}(t = 25 \text{ lat})} = \frac{595,33 \text{ [GWh/SL]}}{595,33 \text{ [GWh/SL]}} = 1 \quad (5.37)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$E_{M1V100} = \frac{E_{NSV100}(t = 50 \text{ lat})}{E_{NSV100}(t = 25 \text{ lat})} = \frac{17,52 \text{ [GWh/SL]}}{17,52 \text{ [GWh/SL]}} = 1 \quad (5.38)$$

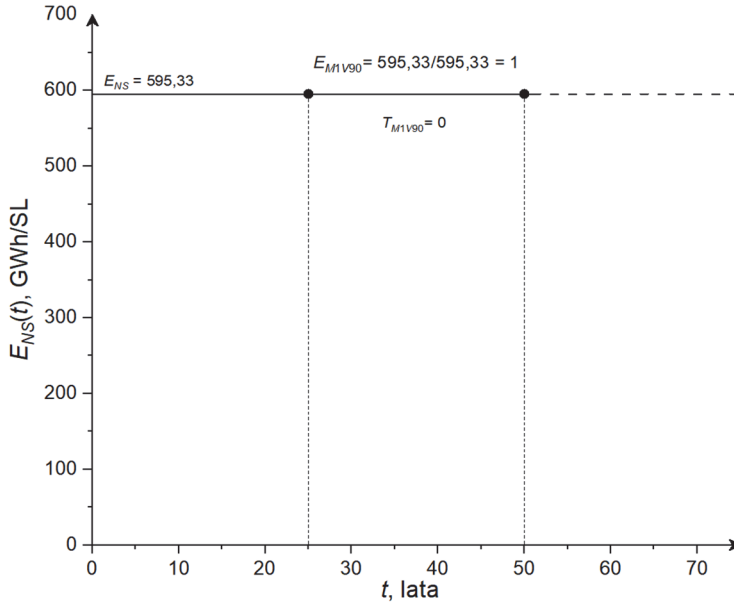
W tabeli 5.31 zestawiono wyniki przeprowadzonych obliczeń dla obu elektrowni.

Tabela 5.31. Wyniki zintegrowanych wskaźników efektywności z nakładów społecznych oraz wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji dla elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

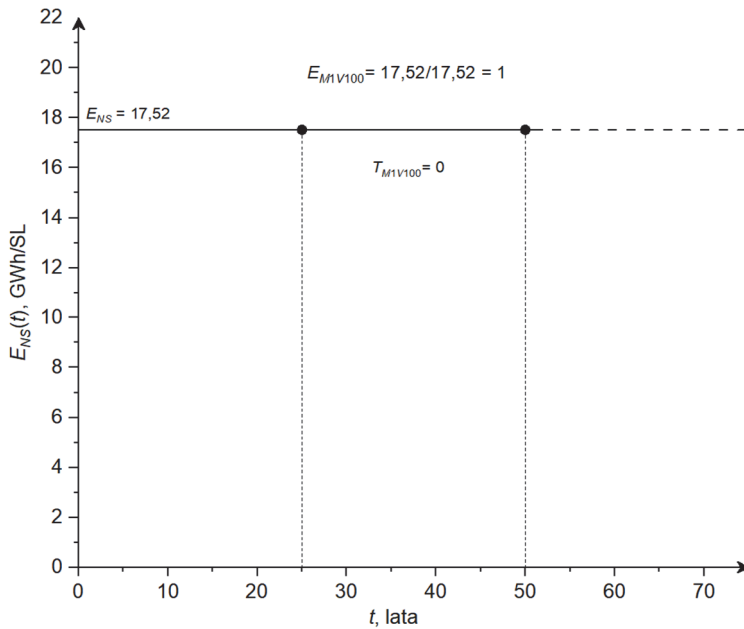
Wskaźnik	Jednostka	Vestas V90/105 m		Vestas V100/120 m	
Zintegrowane wskaźniki efektywności z nakładów społecznych	GWh/SL	$E(t = 25)$	$E(t = 50)$	$E(t = 25)$	$E(t = 50)$
		595,33	595,33	17,52	17,52
Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji dla nakładów społecznych	--	<b>1</b>		<b>1</b>	

Analizując przedstawione w tabeli 5.31 dane, należy stwierdzić, że w otoczeniu elektrowni Vestas V100/120 m jest dużo więcej zabudowań w promieniu analizy ( $NS = 0,369255$ ) niż dla Vestas V90 ( $NS = 0,010323$ ). W związku z tym efektywność społeczna przy dużo większej liczbie zabudów mieszkalnych jest mniejsza niż w przypadku małej liczby zabudów.

Zrównoważona modernizacja obu analizowanych elektrowni wiatrowych nie wpływa na zintegrowany wskaźnik korzyści z nakładów społecznych. W całym cyklu istnienia elektrowni wiatrowej występuje stała (Rys. 5.8 i 5.9) wartość zintegrowanego wskaźnika korzyści z nakładów społecznych, ponieważ elementy budowy (wysokość wieży, długość łopat) nie ulegają zamianie. Ewentualna zmiana wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji z nakładów społecznych może nastąpić w sytuacji budowy nowych siedlisk ludzkich w analizowanym promieniu oddziaływania elektrowni wiatrowych ( $r_{gr}$ ).



Rys. 5.8. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V90/105 m (opracowanie własne)



Rys. 5.9. Interpretacja graficzna zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów społecznych z uwzględnieniem wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz czasu zwrotu nakładów na modernizację elektrowni Vestas V100/120 m (opracowanie własne)

Drugim wskaźnikiem oceny zrównoważonej modernizacji jest czas  $T_{Mn}$ , po którym integrowany wskaźnik efektywności z poniesionych nakładów po modernizacji powraca do zintegrowanego wskaźnika efektywności po zakończonym cyklu użytkowania przed modernizacją.

Na podstawie zależności (4.49) określono, że dla elektrowni Vestas V90/105 m czas zwrotu nakładów na modernizację jest równy:

$$T_{M1V90} = 25 \text{ [lat]} \frac{0}{\sum_{i=1}^n LP_i \cdot \exp\left(-\frac{r_i}{H_{EW}}\right)} = 0 \quad (5.39)$$

a dla elektrowni Vestas V100/120 m:

$$T_{M1V100} = 25 \text{ [lat]} \frac{0}{\sum_{i=1}^n LP_i \cdot \exp\left(-\frac{r_i}{H_{EW}}\right)} = 0 \quad (5.40)$$

Zrównoważona modernizacja w przypadku obu analizowanych elektrowni wiatrowych nie wprowadza żadnych dodatkowych nakładów społecznych. Dlatego czas zwrotu nakładów społecznych na modernizację jest równy zero.

### 5.3.5. Końcowa ocena modernizacji

Zestawienie wszystkich wyznaczonych wartości wskaźników efektywności modernizacji obu analizowanych elektrowni wiatrowych zawiera tabela 5.32. Uzyskane wartości wskaźników efektywności zrównoważonej modernizacji i czasu zwrotu nakładów na modernizację wskazują na korzystny wpływ modernizacji dla obu elektrowni wiatrowych. Przeprowadzenie modernizacji okazało się nieznacznie korzystniejsze w przypadku większej elektrowni wiatrowej (Vestas V100/120 m).

Tabela 5.32. Wyniki oceny modernizacji elektrowni wiatrowych Vestas V90/105m i Vestas V100/120 m w rozpatrywanych przestrzeniach analizy

Wskaźniki oceny		Vestas V 90/105 m	Vestas V 100/120 m
Wskaźniki oceny aspektów energetycznych	wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	1,12 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 12% efektywności wykorzystania zasobów energetycznych	1,16 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 16% efektywności wykorzystania zasobów energetycznych
	czas zwrotu nakładów na modernizację [lat]	14,84 po upływie 14,84 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów energetycznych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji	13,02 po upływie 13,02 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów energetycznych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji

Tabela 5.32. (ciąg dalszy)

Wskaźniki oceny		Vestas V 90/105 m	Vestas V 100/120 m
Wskaźniki oceny aspektów środowiskowych (dla emisji CO <sub>2eq</sub> )	wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	1,29 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 29% efektywności wykorzystania zasobów środowiskowych dla emisji CO <sub>2eq</sub>	1,35 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 35% efektywności wykorzystania zasobów środowiskowych dla emisji CO <sub>2eq</sub>
	czas zwrotu nakładów na modernizację [lat]	8,40 po upływie 8,40 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów środowiskowych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji	7,14 po upływie 7,14 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów środowiskowych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji
Wskaźniki oceny aspektów finansowych	wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	1,123 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 12,3% efektywności wykorzystania zasobów finansowych	1,121 proces zrównoważonej modernizacji powoduje wzrost o 12,1% efektywności wykorzystania zasobów finansowych
	czas zwrotu nakładów na modernizację [lat]	14,99 po upływie 14,99 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów finansowych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji	14,98 po upływie 14,98 lat następuje powrót do efektywności wykorzystania nakładów finansowych po zakończonym cyklu życia sprzed modernizacji
Wskaźniki oceny aspektów społecznych	wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji	1 oznacza brak zmian w analizowanym otoczeniu elektrowni wiatrowych przed i po zrównoważonej modernizacji	1 oznacza brak zmian w analizowanym otoczeniu elektrowni wiatrowych przed i po zrównoważonej modernizacji
	czas zwrotu nakładów na modernizację [lat]	0 brak zmian efektywności wykorzystania nakładów społecznych	0 brak zmian efektywności wykorzystania nakładów społecznych

Analizując i reasumując otrzymane wyniki stwierdza się, że:

- w odniesieniu do nakładów energetycznych:
  - w wyniku modernizacji wskaźnik zwrotu nakładów energetycznych na jej przeprowadzenie w przypadku elektrowni Vestas V90/105 m jest równy 14,84 lat, a efektywność zrównoważonej modernizacji z poniesionych nakładów energetycznych rośnie o ponad 12% (praktycznie po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z poniesionych nakładów energetycznych wyprodukuje się ponad 12% więcej energii niż po pierwszym etapie);
  - dla elektrowni Vestas V100/120 m czas zwrotu nakładów na modernizację wyniósł 13,02 lat, a efektywność z poniesionych nakładów energetycznych



rośnie o ponad 16% ( a zatem po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z poniesionych nakładów energetycznych wyprodukuje się ponad 16% więcej energii niż po pierwszym etapie) – tak więc dla elektrowni Vestas V100/120 m okres zwrotu nakładów energetycznych jest krótszy o ok. 2 lata, a efektywność wykorzystania zasobów energetycznych wyższa o ok. 3,5% niż dla elektrowni Vestas V90/105 m,

- w odniesieniu do nakładów środowiskowych:
  - wskaźnik zwrotu nakładów środowiskowych na modernizację w przypadku elektrowni Vestas V90/105 m wyniósł 8,40 lat, a efektywność z poniesionych nakładów w postaci emisji CO<sub>2</sub> na koniec 50-letniego etapu użytkowania wzrosła o ponad 29% w porównaniu z 25-letnim etapem użytkowania, a więc po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z emisji jednej tony CO<sub>2</sub> wyprodukuje się około 29% więcej energii niż po pierwszym etapie;
  - w przypadku elektrowni Vestas V100/120 m czas zwrotu nakładów środowiskowych na modernizację wyniósł 7,14 lat, a efektywność z poniesionych nakładów w postaci emisji CO<sub>2</sub> rośnie o ponad 35% (po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z emisji jednej tony CO<sub>2</sub> wyprodukuje się ponad 35% więcej energii niż po pierwszym etapie)
  - tak więc okres zwrotu nakładów środowiskowych elektrowni Vestas V100/120 m jest zatem krótszy o ok. 1,5 roku, a efektywność wykorzystania zasobów energetycznych wyższa o ok. 4,5% niż elektrowni Vestas V90/105 m,
- w odniesieniu do nakładów ekonomicznych:
  - zwrot nakładów ekonomicznych poniesionych na modernizację elektrowni Vestas V90/105 m nastąpi po 14,99 lat, a efektywność z poniesionych nakładów finansowych wzrośnie o około 12% (po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z korzyść z poniesionych nakładów finansowych jest w wysokości 12%,
  - dla elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m wskaźnik zwrotu nakładów na modernizację przyjął wartość 14,98 lat, a efektywność z poniesionych nakładów finansowych wzrosła również o około 12% (po zakończeniu drugiego etapu użytkowania z poniesionych nakładów finansowych dla tej elektrowni otrzyma się ponad 12% więcej przychodów niż po pierwszym etapie),
  - tak więc pod względem aspektów finansowych wskaźniki oceny modernizacji okazały się nieznacznie korzystniejsze dla elektrowni Vestas V90/105 m – czas zwrotu nakładów krótszy o ok. 1 miesiąc, a efektywność wykorzystania nakładów finansowych wyższa o ok. 1,6% niż Vestas V100/120 m,
- w odniesieniu do nakładów społecznych:
  - wskaźnik efektywności modernizacji z poniesionych nakładów społecznych dla obu analizowanych elektrowni przyjął wartość równą 1, co wynika z braku zmian promienia oddziaływania elektrowni wiatrowej podczas modernizacji (wymieniano elementy na takie same, więc wysokość instalacji pozostała bez zmian),
  - modernizacja obiektów nie wpływa na pojawianie się nowych lub likwidację istniejących siedlisk ludzkich w zakładanym stałym promieniu oddziaływania

elektrowni, tak więc czas zwrotu nakładów społecznych na modernizację dla obu elektrowni przyjął wartość równą 0. **Przeprowadzona analiza wskazuje, że działania modernizacyjne mające na celu przedłużanie cyklu życia obiektów technicznych, jakim są elektrownie wiatrowe, wpływa korzystnie na efektywność wykorzystania nakładów energetycznych, środowiskowych i ekonomicznych w cyklu życia, o czym świadczą wartości wskaźnika efektywności modernizacji większe od 1 oraz nie wpływa na efektywność nakładów społecznych (tabela 5.32).**

Idea przedłużania cyklu życia w postaci modernizacji wpisuje się zatem w założenia gospodarki obiegu zamkniętego i zrównoważonego rozwoju, uwzględniając mniejszą ilość generowanych odpadów użytkowych oraz zmniejszenie zużycia energii, materiałów i surowców w cyklu życia w stosunku do np. sytuacji likwidacji elektrowni wiatrowej po 25 latach i wybudowaniu w jej miejsce kolejnej.

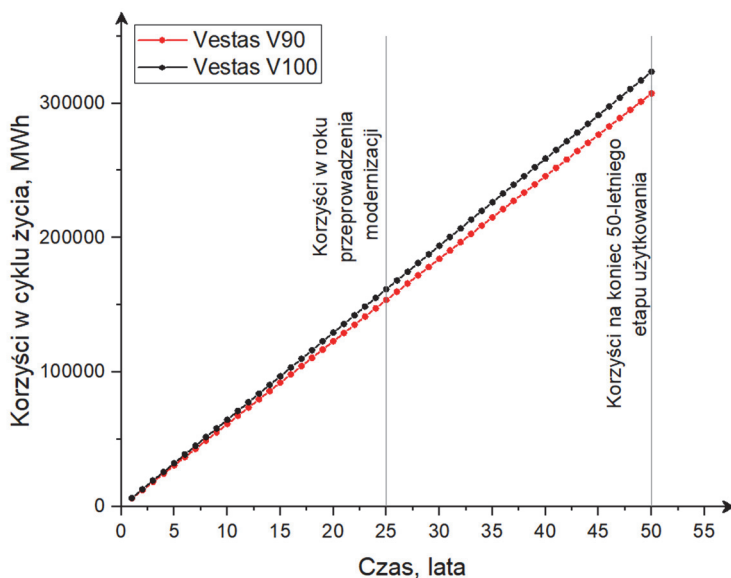
Wartości wskaźników efektywności modernizacji i zwrotu nakładów energetycznych i środowiskowych na modernizację były nieznacznie korzystniejsze dla elektrowni Vestas V100/120 m (Tab. 5.32). Świadczy to tym, że obiekty o wyższych wieżach, większej powierzchni wirnika charakteryzują się większym przyrostem korzyści w postaci produktywności w przedłużonym cyklu życia (Rys. 5.10a) przy podobnym, choć nieco wyższym poziomie nakładów energetycznych i środowiskowych (Rys. 5.11).

Przedstawione wskaźniki oceny modernizacji mogą być wykorzystane do zarządzania cyklem życia obiektów technicznych, a także celowego sterowania potencjałami w postaci energii, materiałów i surowców. W tym przypadku sterować można wartościami korzyści i nakładów w cyklu życia, które stanowią podstawę wyznaczania wskaźników modernizacji (zgodnie z równaniami 4.35 i 4.49).

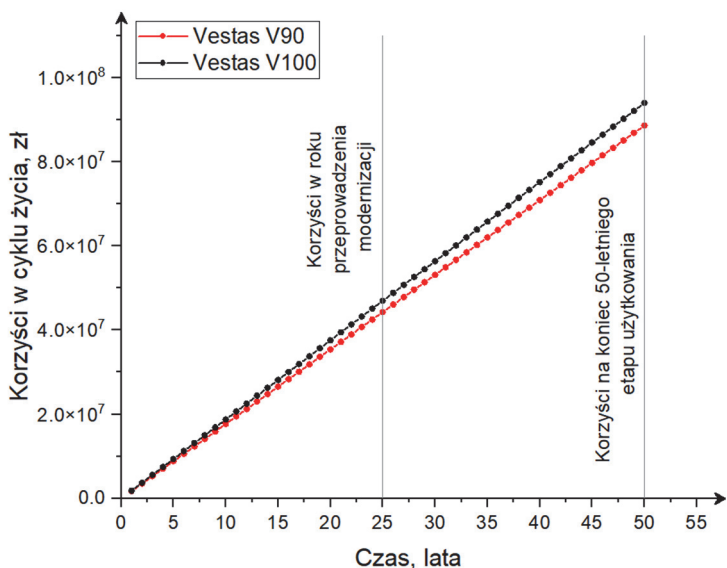
W rozpatrywanych przypadkach założono, że korzyści uzyskiwane w cyklu życia elektrowni wiatrowej, tj. roczna produkcja energii elektrycznej w każdym kolejnym roku użytkowania będzie taka sama, a podczas modernizacji elementy wymienia się na równoważne, w związku z czym nie następuje zmiana rocznych korzyści, a skumulowane korzyści przyjmą postać funkcji liniowej (Rys. 5.10a) w 50-letnim etapie użytkowania (podobnie będzie dla korzyści ekonomicznych, Rys. 5.10b). Należy zwrócić uwagę, że modernizowanie elektrowni wiatrowych powoduje wzrost skumulowanych korzyści środowiskowych w postaci produkcji energii elektrycznej (lub korzyści finansowych) w całym cyklu życia. Można zatem stwierdzić, że im bardziej uda się przedłużyć etap użytkowania elektrowni wiatrowej, tym wyższe będą korzyści. Trzeba jednak pamiętać, że przedłużanie cyklu życia nie może być realizowane w nieskończoność z uwagi na starzenie i zużywanie się elementów konstrukcyjnych, a w konsekwencji na wzrost nakładów eksploatacyjnych.

Gdyby rozpatrywać zamianę wirnika i gondoli na równoważne, lecz o wyższym zaawansowaniu technologicznym i wyższej sprawności przetwarzania energii wiatru, to osiągnęte skumulowane korzyści na koniec 50-letniego etapu użytkowania byłyby jeszcze wyższe, co przy tych samych nakładach pozwoliłoby na uzyskanie jeszcze korzystniejszych wartości wskaźników oceny modernizacji, tj. krótszego czasu zwrotu nakładów i większych wartości wskaźnika efektywności modernizacji.

a)

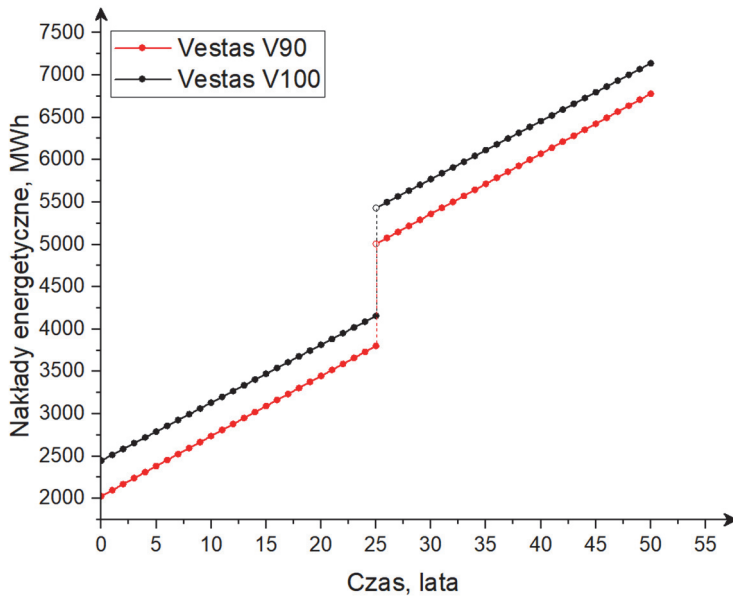


b)

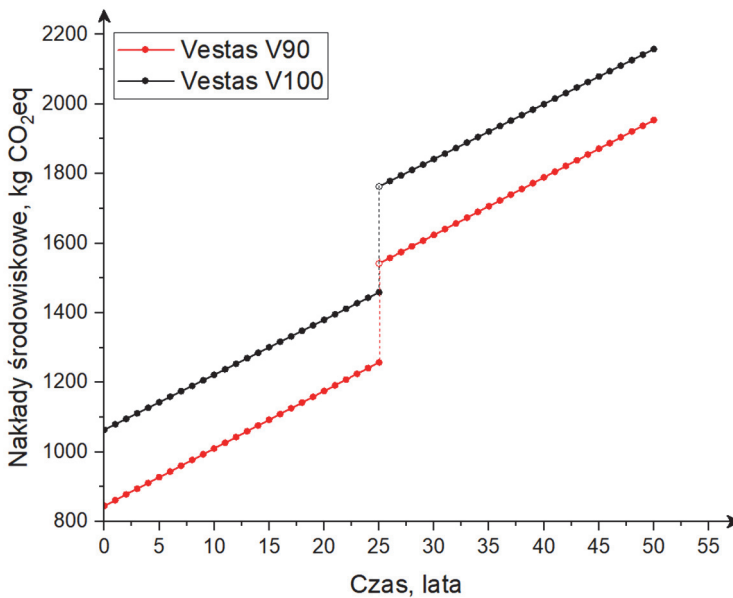


Rys. 5.10. Korzyści w cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m: a) dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów energetycznych, z nakładów w postaci emisji  $CO_{2eq}$  i nakładów społecznych, b) dla zintegrowanego wskaźnika efektywności z nakładów ekonomicznych (opracowanie własne)

a)



b)



Rys. 5.11. Nakłady w cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m: a) energetyczne, b) środowiskowe

W omawianych elektrowniach wiatrowych zastosowane są prądnice indukcyjne, asynchroniczne, pierścieniowe, mające sprawność przetwarzania energii mechanicznej na elektryczną, około 92%. Ponadto w tych prądnicach w trakcie użytkowania należy wymieniać szczotki pierścieni wirnika. Przy modernizacji elektrowni wiatrowej można zastosować prądnice z magnesami trwałymi, która ma sprawność około 96% i jest bezobsługowa [Glinka T., 2018]. Przy modernizacji można również wymienić transformatory starszego typu na transformatory obecnie produkowane, które zgodnie z aktualnymi przepisami muszą mieć wyższą sprawność. Jeżeli w czasie modernizacji wymienimy prądnicę i transformator na urządzenia nowszych typów, to wzrośnie sprawność zmodernizowanej elektrowni wiatrowej i będzie ona wytwarzać co najmniej 5% energii elektrycznej więcej w ciągu jednego roku.

Należy również podkreślić, że wykonywanie zabiegów modernizacyjnych powoduje spadek efektywności w roku ich wykonywania (Rys. 5.2–5.7). To, czy wartość efektywności sprzed modernizacji zostanie osiągnięta, zależy w dużej mierze od wzrostu nakładów (w tym przypadku równoznacznej z ilością wprowadzanych materiałów, energii, nakładów finansowych do cyklu życia, warunkowanej zakresem modernizacji i czasem, o jaki cykl życia zostanie przedłużony) w stosunku do wzrostu korzyści – produkcji energii elektrycznej z elektrowni wiatrowych dla wskaźników z nakładów energetycznych i środowiskowych lub przychodów dla wskaźników z nakładów ekonomicznych.

Poprawę wartości wskaźników modernizacji – oprócz zwiększania korzyści w cyklu życia – można osiągnąć przez zmniejszanie nakładów na wytwarzanie elementów, użytkowanie, modernizację i zagospodarowanie poużytkowe. Wynika to wprost z definicji zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów, będącego podstawą wskaźników oceny modernizacji, gdyż określa on stosunek korzyści do nakładów. Im zatem niższe będą nakłady przy stałych korzyściach, tym zostaną osiągnięte wyższe wartości wskaźnika efektywności.

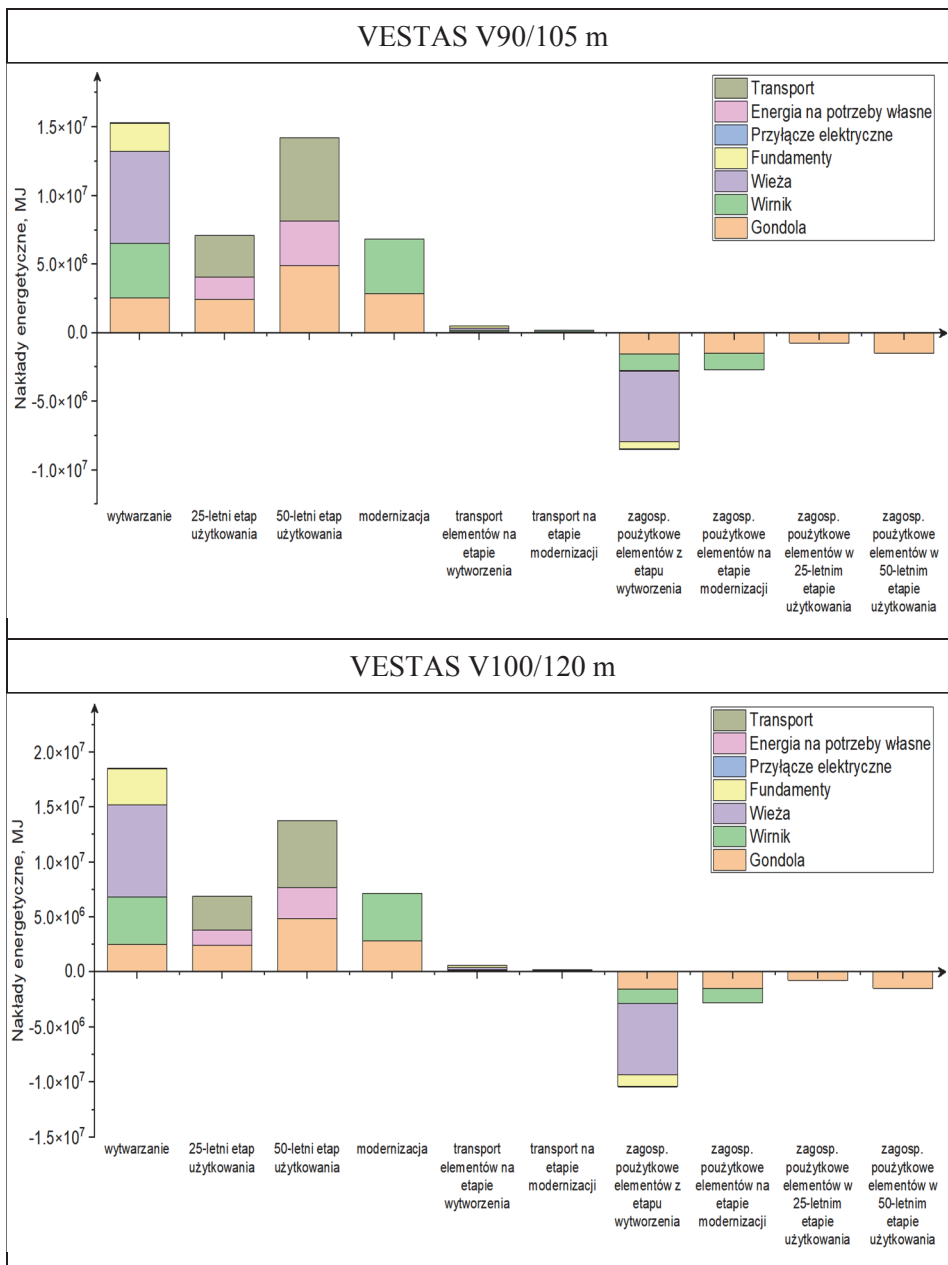
W obszarze bilansów energetycznych modernizacji poprawę wartości wskaźników można uzyskać przez zmniejszanie nakładów, szczególnie na etapie wytwarzania i użytkowania, gdyż stanowią one największą część nakładów w cyklu życia obu elektrowni (Rys. 5.12). Istotną składową nakładów są także nakłady na modernizację. W modernizowanym obiekcie wydłużenie cyklu życia powoduje znaczący (tutaj dwukrotny) wzrost nakładów na użytkowanie (Rys. 5.12). Dalsze wydłużanie cyklu życia elektrowni wiatrowych spowodowałoby, że to właśnie nakłady na użytkowanie stałyby się dominującą składową nakładów energetycznych. Obniżenia wartości nakładów w tym obszarze można dokonać przez redukcję zużycia energii na wytwarzanie elementów (szczególnie wieży elektrowni wiatrowej) oraz zmniejszenie częstotliwości wymian gondoli przez zastosowanie elementów o większej niezawodności i trwałości oraz redukcję zużycia energii na transport serwisowy. Sterowanie nakładami na modernizację może odbywać się przez zmianę zakresu modernizacji.

Podobne rekomendacje można sformułować dla wskaźników z nakładów środowiskowych, ponieważ zachodzą podobnie jak w przypadku nakładów energetycznych

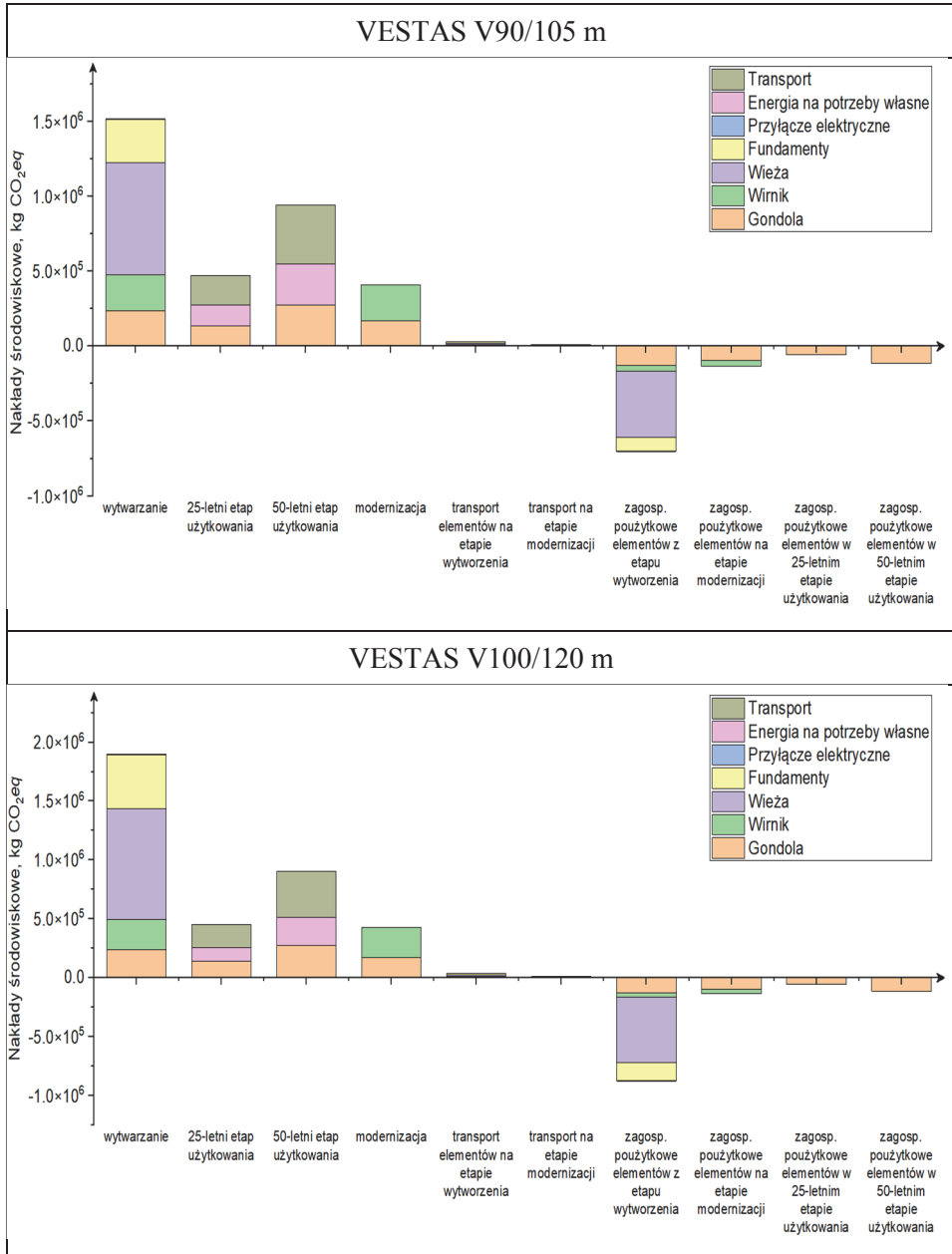
relacje nakładów w postaci emisji  $\text{CO}_{2eq}$  na poszczególnych etapach cyklu życia i dla poszczególnych elementów tworzących elektrownie wiatrowe (Rys. 5.13).

W celu poprawy wskaźników ekonomicznych modernizacji istotne byłoby obniżenie nakładów na zakup elementów elektrowni wiatrowej, a także obniżenie kosztów użytkowania, w których dominującą składową są koszty serwisu – znacząco rosnące w przypadku przedłużania cyklu życia elektrowni wiatrowych (Rys. 5.14). W analizowanych przypadkach koszty modernizacji stanowią duży odsetek całkowitych kosztów w cyklu życia (Rys. 5.14) i mogą się zmieniać w zależności od zakresu modernizacji. W ujęciu ogólnym ocena ekonomiczna modernizacji jest zależna od uwarunkowań inwestycyjnych, tj. lokalizacji i związanej z tym produktywności, która będzie wpływała na przychody, ceny energii czarnej i zielonej związanej z sytuacją na rynku energii, ceny elementów, dostępności terenu, konieczności budowy dróg dojazdowych itd. O konieczności indywidualnego podejścia do oceny modernizacji świadczą wyniki przeprowadzonej analizy, zgodnie z którą modernizacja okazała się korzystniejsza dla elektrowni Vestas V90/105 m, która mimo niższych produktywności, a tym samym przychodów niż Vestas V100/120 m (Rys. 5.10b) uzyskała korzystniejsze wartości wskaźników oceny modernizacji. Należy podkreślić, że wpływ na taki stan rzeczy ma dynamika zmian korzyści do nakładów, a szczególnie niewielka różnica w uzyskiwanych korzyściach finansowych. Trzeba wspomnieć, że elektrownia Vestas V100/120 m pracowała w lokalizacji o gorszej wietrzności, stąd mimo większej rozpiętości wirnika i wyższej wieży, produktywność tej elektrowni była porównywalna z produktywnością i przychodami Vestas V90/105 m, podczas gdy nakłady znacząco wyższe (Rys. 5.11).

Reasumując, decyzja na temat zasadności i zakresu przeprowadzenia modernizacji uzależniona jest od wielu czynników, w tym od rozpatrywanych kryteriów oceny, a wyniki oceny zależą w dużej mierze od specyfiki inwestycji (lokalizacji, wietrzności, uwarunkowań zewnętrznych). Ocena powinna być więc prowadzona indywidualnie, w oparciu na danych rzeczywistych lub możliwie najbardziej zbliżonych do rzeczywistości. Na podstawie rozważań dla analizowanych przypadków wskazano, że przeprowadzanie modernizacji elektrowni wiatrowych jest korzystne i pożądane z punktu widzenia oszczędności zasobów materiałowych i energetycznych oraz wzrostu opłacalności inwestycji, przy zachowaniu neutralności w obszarze oddziaływań społecznych (wskaźnik efektywności modernizacji równy 1 oraz czas zwrotu nakładów na modernizację równy 0 (Tab. 5.32). Należy zauważyć, że aby przeprowadzanie modernizacji miało sens, spełniony powinien być warunek  $\Delta U(t) > \Delta N(t)$ , tj. wzrost skumulowanych korzyści powinien być wyższy niż wzrost skumulowanych nakładów.

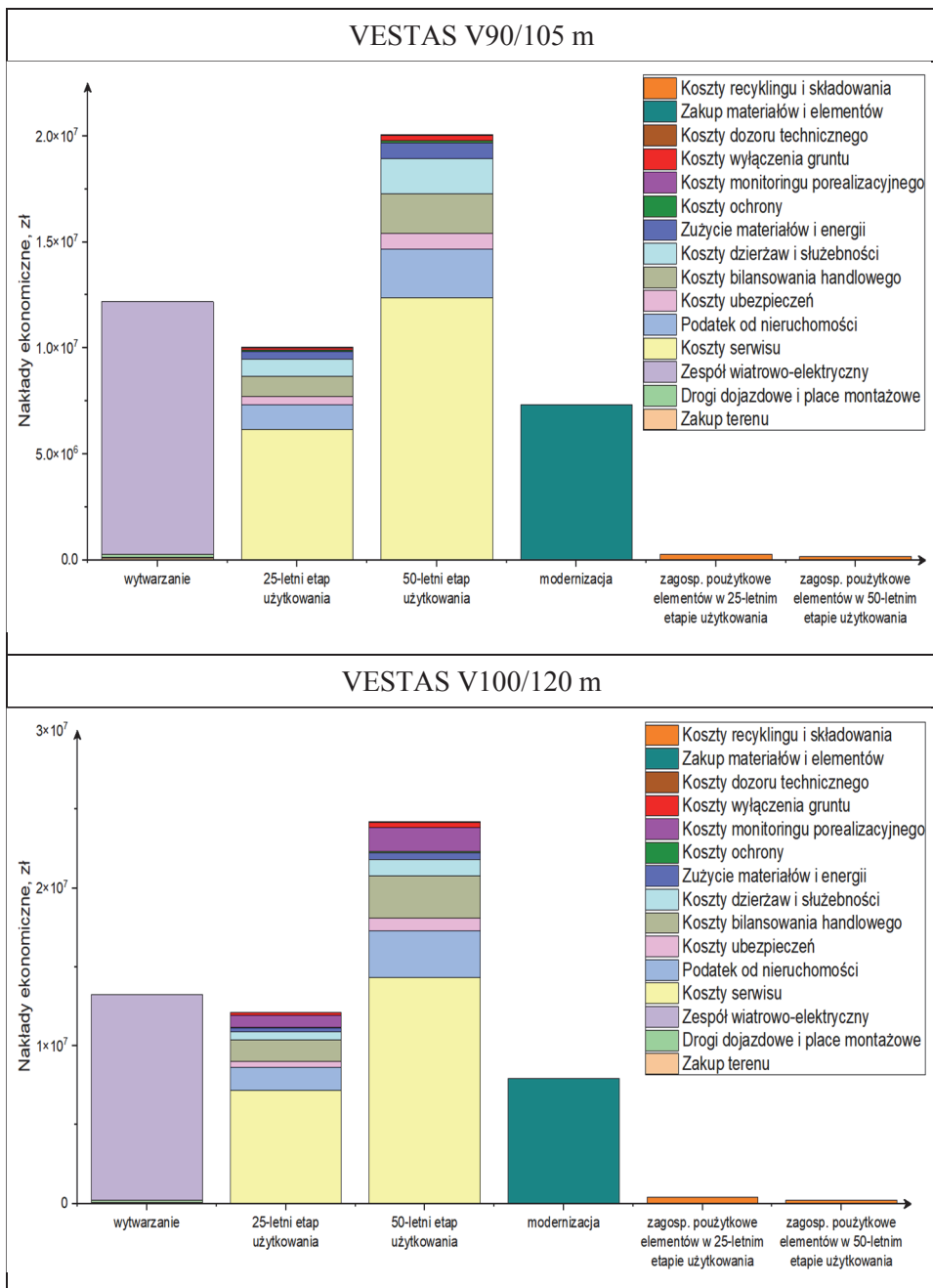


Rys. 5.12. Zużycie energii w poszczególnych etapach cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m z podziałem na elementy składowe (opracowanie własne)



Rys. 5.13. Emisja CO<sub>2</sub>eq w poszczególnych etapach cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m z podziałem na elementy składowe (opracowanie własne)





Rys. 5.14. Koszty finansowe na poszczególnych etapach cyklu życia elektrowni Vestas V90/105 m i Vestas V100/120 m z podziałem na elementy składowe (opracowanie własne)

## **6. Zarys metodyki wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych dla potrzeb rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego**

Mając na uwadze fakt, iż będące głównym przedmiotem zainteresowania w pracy „elektrownie wiatrowe” stanowią szczególny rodzaj obiektów infrastrukturalnych charakteryzujących się znacznymi wymiarami oraz masą i stosowaniem w nich materiałów o dużej cenności środowiskowej, przy tym w znacznych ilościach i eksploatowanych przez dziesięciolecia, a także to, iż należą do grupy istotnych z punktu widzenia oddziaływania na środowisko wielkogabarytowych obiektów technicznych, celowym jest zarysowanie ram metodycznych prowadzenia ocen modernizowania tych wielkogabarytowych obiektów technicznych, z uwzględnieniem coraz bardziej aktualnych założeń gospodarki obiegu zamkniętego.

W niniejszym rozdziale przedstawiono zatem zbiór wytycznych metodycznych dotyczących postępowania prowadzącego do wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych.

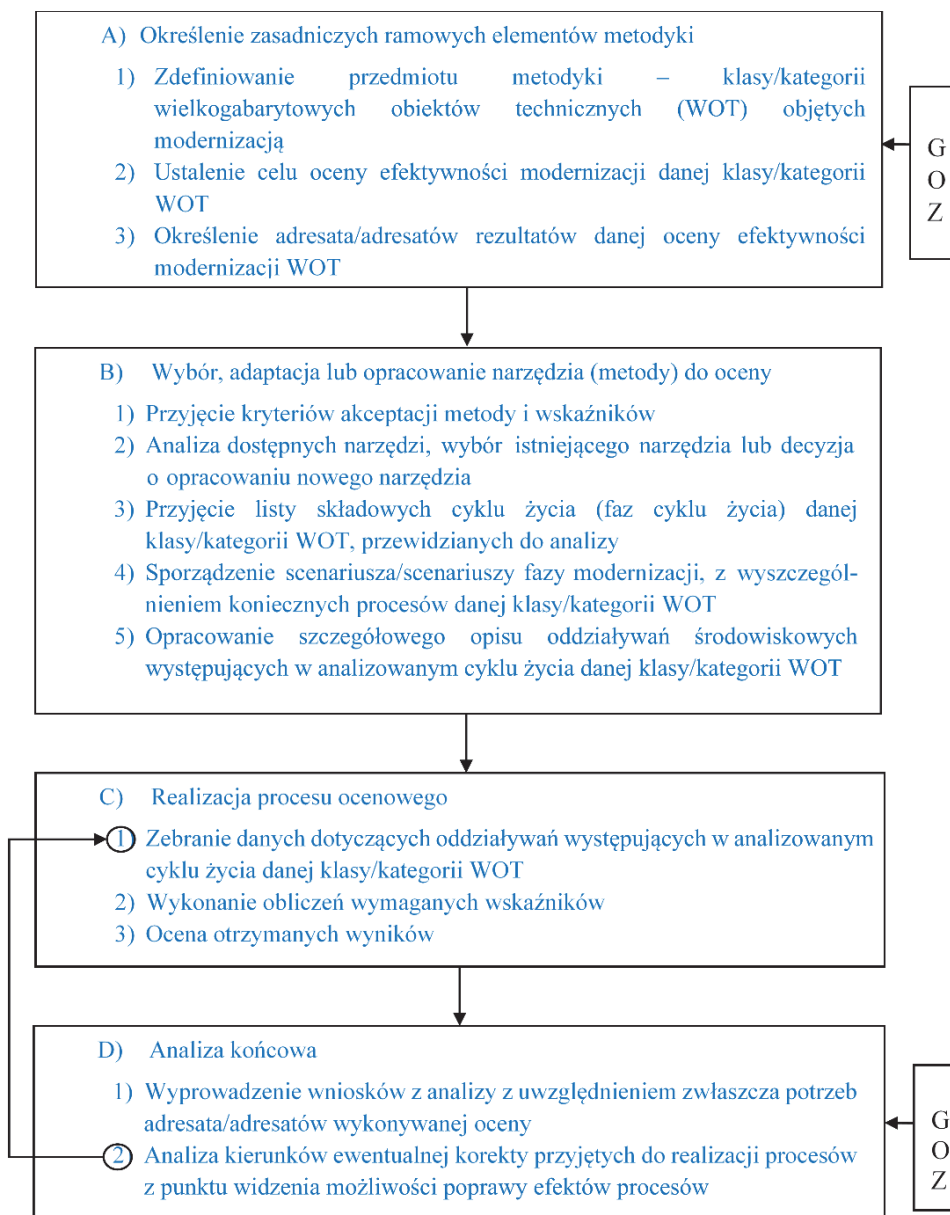
Działania w ramach proponowanej metodyki winny zawierać się w czterech podstawowych aktywnościach, na które składa się szereg czynności. Propozycja metodyczna ma charakter ogólny, a więc w konkretnych zastosowaniach nie wszystkie czynności muszą być realizowane. Główne składowe proponowanej metodyki oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych to następujące aktywności:

- określenie zasadniczych ramowych elementów metodyki,
- wybór, adaptacja lub opracowanie narzędzia (metody) do oceny,
- realizacja procesu ocenowego,
- analiza końcowa.

Strukturę aktywności i wykaz czynności w ramach realizacji poszczególnych składowych opisywanej metodyki przedstawiono na rysunku 6.1.

### **W ramach realizacji składowej (A) – Określenie zasadniczych ramowych elementów metodyki – winny znaleźć się następujące działania:**

- 1) zdefiniowanie przedmiotu metodyki, czyli określenie klasy względnie kategorii wielkogabarytowych obiektów technicznych objętych działaniami modernizacyjnymi,
- 2) ustalenie zasadniczego celu i, jeśli to konieczne, zdefiniowanie celów szczegółowych oceny efektywności modernizacji danej klasy lub kategorii wielkogabarytowych obiektów technicznych,
- 3) określenie adresata lub kilku adresatów, jeśli jest taka sytuacja, rezultatów danej oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych.



Rys. 6.1. Składowe i działania w ramach metodyki wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych (opracowanie własne)

Wykonanie tych działań wymaga realizacji podanych poniżej czynności (w celu egzemplifikacji czynności dalszy opis dotyczy działań w odniesieniu do konkretnych wielkogabarytowych obiektów technicznych – elektrowni wiatrowych):

- ad. 1) dokonanie krótkiego opisu rodzajów elektrowni wiatrowych, z poziomą i pionową osią obrotu. Przykładowo, przedmiotem analiz w pracy były elektrownie wiatrowe, które wykorzystywane są powszechnie w przemysłowej produkcji energii wiatrowej, czyli elektrownie trójłopatkowe o poziomej osi obrotu, zamontowane na stalowej wieży;
- ad. 2) na przykład celem wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych jest określenie przede wszystkim efektywności środowiskowej, energetycznej i finansowej oraz w niektórych przypadkach – społecznej oraz wskazanie parametrów oceny działań modernizacyjnych w kontekście przedłużenia cyklu życia z uwzględnieniem wymogów gospodarki obiegu zamkniętego;
- ad. 3) Wśród wielu potencjalnych adresatów rezultatów oceny efektywności modernizacji wyróżnia się przede wszystkim:
  - producentów elektrowni wiatrowych – w celu projektowego przygotowania możliwości wykonania modernizacji i przedłużenia cyklu życia oferowanych elektrowni wiatrowych, w kontekście efektywności finansowej, środowiskowej i energetycznej, w tym zmniejszenia rozproszenia energii w torze przetwarzania pozyskanej energii mechanicznej z wiatru na energię elektryczną sprzedawaną,
  - podmioty tworzące ustawodawstwo – w celu promocji działań modernizacyjnych elektrowni wiatrowych na rzecz wdrażania i rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego w odniesieniu do efektywności środowiskowej, energetycznej, finansowej, a także niekiedy i społecznej,
  - inwestorów – w celu właściwej ewaluacji wskaźników oceny finansowej podjętych działań modernizacyjnych, czyli w kontekście uzyskania efektywności ekonomicznej.

**W ramach realizacji składowej (B) – Wybór, adaptacja lub opracowanie narzędzia (metody) do oceny – przewiduje się następujące działania:**

- 1) przyjęcie kryteriów akceptacji metody i wskaźników oceny,
- 2) analiza dostępnych narzędzi, wybór istniejącego narzędzia lub decyzja o opracowaniu dedykowanego narzędzia,
- 3) przyjęcie listy składowych cyklu życia (faz cyklu życia) danej klasy wielkogabarytowych obiektów technicznych, przewidzianych do analizy,
- 4) sporządzenie scenariusza lub jeśli to możliwe – różnych scenariuszy – fazy modernizacji danej klasy wielkogabarytowych obiektów technicznych,
- 5) opracowanie szczegółowego opisu oddziaływań środowiskowych występujących w analizowanym cyklu życia danej klasy wielkogabarytowych obiektów technicznych.

Do wykonania tych działań trzeba podjąć poniższe czynności (w celu egzemplifikacji czynności dalszy opis dotyczy działań w odniesieniu do konkretnych wielkogabarytowych obiektów technicznych – elektrowni wiatrowych):

- ad. 1) konieczne jest ustalenie ważniejszych kryteriów aplikacyjności istniejących lub przewidzianych do opracowania metod. W przypadku elektrowni wiatrowych metoda powinna umożliwiać wyznaczenie wskaźników oceny modernizacji przedłużającej cykl życia maszyn i urządzeń, z uwzględnieniem wszystkich etapów cyklu istnienia w zakresie oceny środowiskowej, energetycznej, finansowej i społecznej, a wskaźniki oceny powinny umożliwiać analizę i ocenę efektywności podjętych działań modernizacyjnych.
- ad. 2) Ze względu na to, że brak jest dedykowanych metod, a zwłaszcza wskaźników do oceny modernizacji przedłużających cykl życia i uwzględniających cykl istnienia wielkogabarytowych obiektów technicznych, zaproponowano dwa autorskie wskaźniki oceny modernizacji, biorące pod uwagę cykl istnienia:
  - wskaźnik analizy efektywności środowiskowej, energetycznej, finansowej i społecznej po zakończonym cyklu życia po modernizacji do efektywności osiągniętej przed podjęciem decyzji o przeprowadzeniu modernizacji,
  - wskaźnik analizy czasu potrzebnego na zwrot nakładów środowiskowych, energetycznych, finansowych i społecznych poniesionych na modernizację.

Do ustalenia zaproponowanych wskaźników oceny modernizacji przedłużających cykl życia wykorzystano autorską, zdefiniowaną funkcję zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów w funkcji czasu użytkowania. W celu wyznaczenia funkcji zintegrowanego wskaźnika efektywności z poniesionych nakładów w funkcji czasu użytkowania potrzebne są metody określania nakładów i ich korzyści środowiskowych, energetycznych, społecznych i finansowych biorące pod uwagę cały cykl życia maszyn i urządzeń;

- ad. 3) do analizy wielkogabarytowych obiektów technicznych proponuje się przyjęcie materialnych faz cyklu życia, to jest: wytwarzania, użytkowania i zagospodarowania poużytkowego;
- ad. 4) scenariusz fazy modernizacji wielkogabarytowych obiektów technicznych, w tym elektrowni wiatrowych, zakłada wymianę elementów zużytych po pierwszym okresie użytkowania (zwykle to okres 25 lat) i pozostawienie elementów zdalnych do wykorzystania na drugi etap (na kolejne 25 lat);
- ad. 5) szczegółowy opis oddziaływań na środowisko dla każdego z trzech wymienionych etapów cyklu życia winien zawierać:
  - etap wytwarzania – poziomy emisji – np. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i SO<sub>2</sub>,
  - etap użytkowania – poziomy emisji – np. CO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i SO<sub>2</sub>,
  - etap zagospodarowania poużytkowego – np. formy recyklingu.

W niektórych przypadkach uwzględnia się także oddziaływania społeczne, w których obrębie dla:

- etapu wytwarzania – nie określono oddziaływań,
- etapu użytkowania – występuje dominanta urbanistyczna, oddziałująca na zabudowania mieszkaniowe,
- etapu zagospodarowania poużytkowego – nie określono oddziaływań.

**W ramach realizacji składowej (C) – Realizacja procesu ocenowego – przewiduje się następujące działania:**

- 1) zebranie danych dotyczących oddziaływań występujących w analizowanym cyklu życia danej klasy obiektów technicznych,
- 2) wykonanie obliczeń wymaganych wskaźników,
- 3) ocena otrzymanych wyników.

W celu zrealizowania działań należy przeprowadzić podane poniżej czynności (dla zilustrowania dalszy opis dotyczy działań w odniesieniu do elektrowni wiatrowych):

- ad. 1) zebranie danych środowiskowych na podstawie przeprowadzonej inwentaryzacji wejściowych danych materiałowych, zastosowanej technologii wytwarzania, użytkowania i zagospodarowania poużytkowego. Dane energetyczne i finansowe zbiera się i dokonuje ich uporządkowania opierając się na danych inwentaryzacyjnych pochodzących z rzeczywistego obiektu badań w badanych okresie. Dane społeczne uzyskuje natomiast się na podstawie przeprowadzonej analizy urbanistycznej map, obejmujących obiekt badań i otoczenie budynków mieszkalnych w założonym promieniu badań;
- ad. 2) obliczenia wymaganych wskaźników modernizacji przeprowadza się korzystając z zebranych danych i opracowanych procedur względnie metod obliczeniowych.
- ad. 3) ocena uzyskanych wyników winna obejmować analizę w zakresie wartości otrzymanych wskaźników ewaluacji modernizacji i ich oceny w stosunku do wartości oczekiwanych, przy czym w zakresie:
  - wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji:
    - wartość wskaźnika większa od 1 oznacza pozytywną ocenę przeprowadzonej modernizacji,
    - wartość wskaźnika mniejsza lub równa 1 oznacza niecelowość przeprowadzania modernizacji,
  - czasu zwrotu nakładów na modernizację:
    - w przypadku wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji większego od 1 należy wyznaczyć czas zwrotu nakładów na przeprowadzoną modernizację,
    - w przypadku wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji mniejszego/równego 1 nie wyznacza się czasu zwrotu nakładów na modernizację.

**W ramach realizacji składowej (D) – Analiza końcowa – przewiduje się następujące działania:**

- 1) wprowadzenie wniosków z analizy, mając zwłaszcza na uwadze potrzeby adresata lub adresatów wykonywanej oceny,
- 2) analiza kierunków ewentualnej korekty przyjętych do realizacji procesów, mając na uwadze poprawę efektów tych procesów.

Wykonanie tych działań wymaga podjęcia poniższych czynności (także w tym przypadku dalszy opis dotyczy działań w odniesieniu do elektrowni wiatrowych):

ad. 1) w przypadku wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji większego od 1 i wyznaczenia czasu zwrotu nakładów na modernizację należy ocenić efektywność przeprowadzonego procesu modernizacji wydłużającego cykl życia na podstawie wartości otrzymanych wyników. Im większa jest wartość wskaźnika zrównoważonej modernizacji oraz krótszy czas zwrotu na modernizację, tym proces przeprowadzenia modernizacji wydłużającej cykl życia jest bardziej opłacalny. Wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji większy od 1 oznacza lepsze wykorzystanie zastosowaniowych materiałów w obszarze badanych nakładów.

W odniesieniu do wartości wskaźnika efektywności zrównoważonej modernizacji mniejszego niż 1 modernizacja elektrowni wiatrowej jest nieopłacalna, ponieważ efektywność wykorzystania zastosowanych materiałów po modernizacji jest mniejsza niż efektywność ich wykorzystania w pierwszym okresie użytkowania w cyklu życia, czyli w urządzeniu nowym.

Jak już wspomniano, adresatami przeprowadzonych analiz mogą być między innymi: władze ustawodawcze przy przygotowaniu projektu ustaw w zakresie wsparcia rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego w obszarze ocen środowiskowych, energetycznych, finansowych i społecznych, władze samorządowe przy sporządzaniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego w zakresie ocen społecznych czy też inwestorzy przy podejmowaniu decyzji o przedłużeniu cyklu życia elektrowni wiatrowych, działań zgodnych z GOZ, w obszarze ocen finansowych;

ad. 2) w przypadku stwierdzenia konieczności dokonania korekcji realizowanych procesów modernizacyjnych z uwagi na potrzebę poprawy efektów środowiskowych, energetycznych, finansowych czy też społecznych do analizy celowości proponowanych korekt sugeruje się zastosowanie narzędzia znanego w obszarze zagadnień jakościowych jako ‘koło Deminga’. W celu zweryfikowania efektów dokonywanych ewentualnych korekt należy w procesie ocenowym wrócić do punktu C1) i kontynuować działania według algorytmu przedstawionego na rysunku 6.1.

Tak ujęta propozycja metodyczna może być wykorzystana do realizacji działań i czynności niezbędnych do opracowania wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji różnych, w tym szczególnie wielkogabarytowych obiektów technicznych, z myślą o zastosowaniu jej w rozwoju podstaw gospodarki obiegu zamkniętego.



## 7. Podsumowanie

Jest obecnie zagadnieniem coraz mniej dyskutowanym, że chcąc efektywnie modernizować obiekty techniczne, należy uwzględniać – oprócz ekonomicznego – także aspekt środowiskowy. I tu pojawia się hasło „gospodarki obiegu zamkniętego” jako imperatywu obecnej doby. Wiąże się to z zastosowaniem szeregu działań, takich jak: ponowne użycie, naprawa, odnawianie czy recykling istniejących materiałów i produktów tak długo, jak jest to możliwe. Ma to służyć wydłużaniu cykli życia produktów, a w praktyce – ograniczeniu powstawania odpadów do minimum,

**O celowości podjęcia w pracy tematyki służącej tworzeniu praktycznych podstaw rozwoju gospodarki obiegu zamkniętego niech świadczy fakt, iż w samej Unii Europejskiej produkuje się aktualnie ponad 2,5 miliarda ton odpadów rocznie (statystycznie prawie 5 ton na osobę).**

Komisja Europejska przedstawiła w marcu 2020 r. plan działania dotyczący rozwoju gospodarki o obiegu zamkniętym, który obejmuje propozycje dotyczące bardziej prośrodowiskowego projektowania produktów, zmniejszenia ilości odpadów i wzmocnienia pozycji obywateli, np. dając im „prawo do naprawy”. Szczególną uwagę zwrócono na obszary wymagające dużej ilości zasobów, takie jak: budownictwo, elektronika, sektor teleinformatyczny czy obiekty z tworzyw sztucznych. Niniejsza praca bardzo mocno wpisuje się w budowanie podstaw mających służyć wspomnianemu planowi działania dotyczącemu rozwojowi GOZ w wymienionych powyżej i pokrewnych sektorach gospodarki.

**Mając na uwadze powyższe fakty i stwierdzenia, w pracy podjęto w szczególności tematykę oceny efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych, a w dalszym rozwinięciu – szerzej – wielkogabarytowych obiektów technicznych, zwłaszcza w kontekście aspektów środowiskowych, w odniesieniu do całego cyklu życia tychże elektrowni.**

W praktyce często zużyte turbiny wiatrowe są demontowane, a nowe turbiny instalowane na tym samym terenie. Alternatywą dla tych działań jest modernizacja, przedłużająca cykl życia elementów istniejących instalacji. Zachowana zostaje wtedy infrastruktura energetyczna oraz miejsce przyłączenia, a także place montażowe i drogi dojazdowe do turbin. Przy wykorzystaniu istniejących fundamentów i wieży, wymianie lub modyfikacji podlegają główne komponenty turbiny. Te o największym wpływie na wydajność turbiny i pozostały użyteczny czas jej eksploatacji mogą zostać wymienione na nowe o tej samej konstrukcji lub nowe, lecz o lepszych parametrach. Wykazanie, w ramach opracowanych i zastosowanych w niniejszej pracy procedur i narzędzi, celowości i efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych (przez naprawy, remonty, procesy udoskonalania czy też ponowne użycie ich elementów) można uznać za konkretne działanie wnoszące istotny wkład w rozwój podstaw gospodarki obiegu zamkniętego.



Jest to uzasadnione ze względu na duże wymiary, sporą masę elementów i zróżnicowane w czasie zużycie różnych elementów elektrowni wiatrowych.

Zastosowanie omawianego powyżej podejścia jest skomplikowane i wymaga szczegółowej analizy przyszłych obciążeń środowiskowych oraz stanu technicznego fundamentu i wieży. Wydłużenie czasu eksploatacji różni się od normalnych działań operacyjnych i konserwacyjnych, ponieważ następuje wymiana oryginalnego wyposażenia turbiny na identyczne, ale nowe. Wymianę na przykład gondoli wraz z wirnikiem i łopatami, prądnicy indukcyjnej asynchronicznej pierścieniowej na prądnicę bezobsługową o wyższej sprawności z magnesami trwałymi oraz transformatora o mniejszych stratach i wyższej sprawności, określić można jako uzasadnioną technicznie modernizację, czyli przywrócenie urządzeniu trwałości urządzenia nowego. Urządzenie rozpoczyna drugi etap użytkowania w tym samym cyklu życia. Następuje zamknięcie pętli przez rozpoczęcie drugiego etapu użytkowania w cyklu życia urządzenia, w myśl zasad GOZ.

Jest oczywiste, iż transformacja w kierunku gospodarki obiegu zamkniętego powinna obejmować ocenę aktywności w różnych aspektach, skupiając uwagę nie tylko na efektywności środowiskowej, ale także energetycznej, ekonomicznej czy społecznej podejmowanych działań, dążąc jednocześnie do wydłużania cyklu życia obiektów technicznych.

**Jako zasadniczy element praktyczny niniejszej pracy należy traktować badania, analizę wyników i ocenę możliwości wydłużania cyklu życia obiektów technicznych od strony działań modernizacyjnych, dokonaną na przykładzie konkretnych obiektów – elektrowni wiatrowych.**

W ramach przygotowań do oceny wyżej wspomnianych działań opracowano metody wyznaczania wskaźników ewaluacji ich efektywności w obszarach wpływu na środowisko, zużycia energii, nakładów ekonomicznych i kosztów społecznych w odniesieniu do przykładowych dwóch typów elektrowni wiatrowych. Wprowadzono i zdefiniowano pojęcie zrównoważonej modernizacji obiektów technicznych, mając na uwadze możliwości przedłużania ich cyklu życia. Zaproponowano wskaźniki oceny efektywności podjętych działań do przeprowadzenia badań dotyczących procesów modernizacji istniejących elektrowni wiatrowych, dokonując szczegółowej analizy ich efektywności. Są to wskaźnik efektywności zrównoważonej modernizacji oraz czas zwrotu nakładów na modernizację, w czterech podstawowych aspektach. Ocenie efektywności działania poddano dwie elektrownie wiatrowe: Vestas V90 2MW/105 m oraz Vestas V100 2MW/120 m. Na podstawie wyników przeprowadzonych badań, których zbiorcze zestawienie przedstawiono w podrozdziale 5.3.5, stwierdzono, iż wszystkie analizowane wskaźniki efektywności modernizacji obu elektrowni w aspekcie środowiskowym, energetycznym i ekonomicznym prezentują wzrost efektywności wykorzystania nakładów w stosunku do obiektów niemodernizowanych. Efektywność wykorzystania nakładów społecznych dla obu elektrowni pozostaje na tym samym poziomie z uwagi na brak zmian w analizowanym otoczeniu.

**Mając na uwadze fakt, iż opracowana wskaźnikowa metoda oceny efektywności procesów modernizacji ma charakter uniwersalny i może być wykorzystana do oceny efektywności przedłużania cyklu życia szerokiej gamy obiektów technicznych, w kierunku spełnienia założeń gospodarki obiegu zamkniętego, w pracy zamieszczono autorskie opracowanie ramowej metodyki wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji w odniesieniu do wielkogabarytowych obiektów technicznych. Ten element stanowi metodyczne osiągnięcie rozprawy.**

Reasumując, stwierdzić można, że cele pracy zostały osiągnięte, czyli stworzono podstawy wieloaspektowej oceny efektywności modernizacji elektrowni wiatrowych w zakresie nakładów środowiskowych, energetycznych, finansowych i społecznych, dzięki pozyskaniu nowej wiedzy i opracowaniu nowych rozwiązań metodologicznych, zorientowanych na możliwość praktycznego ich wykorzystania, także w szerszym zakresie – wielkogabarytowych obiektów technicznych. Wskazano, że wydłużenie okresu eksploatacji wielkogabarytowych obiektów technicznych to decyzja strategiczna, do podjęcia której trzeba się przygotować jeszcze w czasie standardowego okresu eksploatacji elektrowni wiatrowej. W celu wydłużenia cyklu życia inwestycji inwestor musi zadbać o opracowanie procesu zrównoważonej modernizacji, gromadząc konieczne dane i dokonując *a priori* wiarygodnej oceny efektywności planowanej modernizacji. Wsparciem dla tych działań winny być przedstawione w niniejszej pracy rozwiązania.

**Innym efektem pracy jest zwrócenie uwagi na szerszy – ogólnobiznesowy zakres działań w zakresie podnoszenia efektywności środowiskowej w obszarze inwestowania i modernizowania w różnych branżach.** Wskazanie to pojawia się w nawiązaniu do ostatniego opracowania organizacji pn. Światowa Rada Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju (World Business Council for Sustainable Development – WBCSD). Organizacja ma zasięg ogólnosiwiatowy, zrzeszając około 5000 firm z różnych krajów, a zajmuje się przede wszystkim wspieraniem zrównoważonego rozwoju w biznesie [Lehni, 2000]. Lansowane przez nią hasło biznesowe: „tworzenia większej wartości przy mniejszym oddziaływaniu środowiskowym”, bliskie jest wspomnianej wcześniej koncepcji „zielonej gospodarki”. Ostatnio Światowa Rada Biznesu na rzecz Zrównoważonego Rozwoju przedstawiła nowy program „Wizja 2050”. W dokumencie pt. „Time to Transform World Business Council for Sustainable Development” [WBCSD, 2021] kreuje się wspólną wizję świata, w którym będzie można zapewnić godne i zarazem zrównoważone warunki do życia dla 9 miliardów ludzi w perspektywie 2050 r. Aby osiągnąć ten cel, trzeba dokonać transformacji na dużą skalę, a świat biznesu musi skoncentrować się na działaniach w obszarach, w których może najlepiej przewodzić zmianom systemowym. Są to: energetyka, transport i mobilność, mieszkalnictwo, produkty i materiały, usługi finansowe, łączność, zdrowie, woda i jedzenie. Wskazuje się przy tym, że przyjęte winno tu być podejście regeneracyjne, czyli skupienie się nie tylko na minimalizowaniu negatywnego wpływu działań, ale na maksymalizowaniu pozytywnego oddziaływania biznesu.

Aby wprowadzane przez firmy rozwiązania były skuteczne, postulowana jest także współpraca ze światem akademickim i naukowym, instytucjami finansowymi, inwestorami, innowatorami i konsumentami. Mając na uwadze, że rolą środowiska akademickiego i naukowego jest właśnie kreowanie nowych rozwiązań służących środowisku i gospodarce, propozycje takowych nowych rozwiązań metodycznych i metodologicznych zawarto w niniejszej pracy.

## 8. Bibliografia

- Abeliotis K., Pactiti D., 2014. Assessment of the environmental impacts of a wind farm in central Greece during its life cycle. *International Journal of Renewable Energy Research (IJRER)*, 4 (3), 580–585.
- Ackermann T., Söder L., 2000. Wind energy technology and current status: a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 4 (4), 315–374. DOI: 10.1016/S1364-0321(00)00004-6
- Aghbashlo M., Tabatabaei M., Hosseini S.S., Dashti B., Mojarab Soufiyan M., 2018. Performance assessment of a wind power plant using standard exergy and extended exergy accounting (EEA) approaches. *Journal of Cleaner Production*, 171, 127–136. DOI: 10.1016/j.jclepro.2017.09.263
- Albers H., Greiner S., Seifert H., Kuehne U., 2009. Recycling of wind turbine rotor blades. Fact or fiction?; Recycling von Rotorblättern aus Windenergieanlagen. Fakt oder Fiktion? DEWI-Magazin. Pobrano z: <https://www.osti.gov/etdweb/biblio/21214142> (data pobrania: 02.08.2020).
- Alsaleh A., Sattler M., 2019. Comprehensive life cycle assessment of large wind turbines in the US. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 21 (4), 887–903. DOI: 10.1007/s10098-019-01678-0
- Amiri A. K., Kazacoks R., McMillan D., Feuchtwang J., Leithead W., 2019. Farm-wide assessment of wind turbine lifetime extension using detailed tower model and actual operational history. *Journal of Physics: Conference Series*, 1222, 012034. DOI: 10.1088/1742-6596/1222/1/012034
- Andersen N., Eriksson O., Hillman K., Wallhagen M., 2016. Wind Turbines' End-of-Life: Quantification and Characterisation of Future Waste Materials on a National Level. *Energies*, 9 (12), 999. DOI: 10.3390/en9120999
- Antonsson A.-B., Carlsson H., 1995. The basis for a method to integrate work environment in life cycle assessments. *Journal of Cleaner Production*, 3 (4), 215–220. DOI: 10.1016/0959-6526(95)00083-6
- Aoe T., 2007. Eco-efficiency and ecodesign in electrical and electronic products. *Journal of Cleaner Production*, 15 (15), 1406–1414. DOI: 10.1016/j.jclepro.2006.06.004
- Arabian-Hoseynabadi H., Oraee H., Tavner P. J., 2010. Wind turbine productivity considering electrical subassembly reliability. *Renewable Energy*, 35 (1), 190–197. DOI: 10.1016/j.renene.2009.04.014
- Bałdowska-Witos P., Kruszelnicka W., Kasner R., Tomporowski A., Flizikowski J., Kłos Z., Piotrowska K., Markowska K., 2020. Application of LCA Method for Assessment of Environmental Impacts of a Polylactide (PLA) Bottle Shaping. *Polymers*, 12 (2), 388. DOI: 10.3390/polym12020388
- Basosi R., Cellura M., Longo S., Parisi M. L., 2018. Life Cycle Assessment of Energy Systems and Sustainable Energy Technologies: The Italian Experience. Springer, Szwajcaria, ss. 187.

- Beauson J., Bech J. I., Brøndsted P., 2014. Composite recycling: characterizing end of life wind turbine blade material. [W:] 19th International Conference on Composite Materials (ICCM 2013).
- Beauson J., Laurent A., Rudolph D. P., Pagh Jensen J., 2022. The complex end-of-life of wind turbine blades: A review of the European context. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 155, 111847. DOI: 10.1016/j.rser.2021.111847
- Bembenek M., 2020. Exploring Efficiencies: Examining the Possibility of Decreasing the Size of the Briquettes Used as the Batch in the Electric Arc Furnace Dust Processing Line. *Sustainability*, 12 (16), 6393. DOI: 10.3390/su12166393
- Besnard F., Fischer K., Bertling L., 2010. Reliability-Centred Asset Maintenance – A step towards enhanced reliability, availability, and profitability of wind power plants. [W:] 2010 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT Europe) (s. 1–8). DOI: 10.1109/ISGTEUROPE.2010.5638986
- Bielski M., 2002. Podstawy teorii organizacji i zarządzania. Wydawnictwo C. H. Beck, Warszawa, ss. 217.
- Bonou A., Laurent A., Olsen S. I., 2016. Life cycle assessment of onshore and offshore wind energy-from theory to application. *Applied Energy*, 180, 327–337. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.07.058
- Brunner P. H., Rechberger H., 2004. Practical handbook of material flow analysis. CRC/Lewis, Boca Raton, FL, ss. 318.
- Bugdol M., Stańczyk I., 2021. Zielone zarządzanie ludźmi. Green HRM. Difin, Warszawa.
- Burchart-Korol D., Kruczek M., Czaplicka-Kolarz K., 2013. Wykorzystanie ekoefektywności w ocenie poziomu ekoinnowacyjności. [W:] *Innowacje w zarządzaniu i inżynierii produkcji*, Oficyna Wydawnicza Polskiego Towarzystwa Zarządzania Produkcją.
- Caban J., Drozdziel P., Vrabel J., Sarkan B., Marczuk A., Krzywonos L., Rybicka I., 2016. The Research on Ageing of Glycol-Based Brake Fluids of Vehicles in Operation. *Advances in Science and Technology-Research Journal*, 10 (32), 9–16. DOI: 10.12913/22998624/65113
- Circular Economy Toolkit, (b.d.). <http://circulareconomytoolkit.org/refurbish-remanufacture.html> (dostęp: 4.08.2020).
- Daubney K., 2013. Repowering trend enlivens second-hand turbine market. [http://www.windpowermonthly.com/article/1183990/repowering-trend-enlivens-second-hand-turbine-market?utm\\_source=website&utm\\_medium=social](http://www.windpowermonthly.com/article/1183990/repowering-trend-enlivens-second-hand-turbine-market?utm_source=website&utm_medium=social) (dostęp:3.08.2020).
- Dicorato M., Forte G., Pisani M., Trovato M., 2011. Guidelines for assessment of investment cost for offshore wind generation. *Renewable Energy*, 36 (8), 2043–2051. DOI: 10.1016/j.renene.2011.01.003

- DNV GL AS, 2016. DNVGL-ST-0262 Lifetime extension of wind turbines. DNV GL AS,. Pobrano z: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNVGL/ST/2016-03/DNVGL-ST-0262.pdf> (data pobrania: 04.08.2020).
- Encyklopedia CSR, 2001. Ekowydajność, ekoefektywność. Encyklopedia CSR. Forum Odpowiedzialnego Biznesu, Warszawa. Pobrano z: <http://odpowiedzialnybiznes.pl/hasla-encyklopedii/ekowydajnosc-ekoefektywnosc/> (data pobrania: 04.08.2020).
- eprad.pl, 9.07.2020. Energetyka wiatrowa – wszystko co musisz wiedzieć. Pobrano z: <https://eprad.pl/energetyka-wiatrowa-wszystko-co-musisz-wiedziec/> (data pobrania: 05.08.2020).
- European Parliament, 8.06.2011. Directive 2011/65/EU of the European Parliament and of the Council of 8 June 2011 on the restriction of the use of certain hazardous substances in electrical and electronic equipment. Official Journal of the European Union. Pobrano z: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32011L0065&from=PL> (data pobrania: 05.08.2020).
- European Parliament, Council of the European Union, 2008. Directive 2008/98/EC of the European Parliament and of the Council of 19 November 2008 on waste and repealing certain Directives. European Parliament, Council of the European Union, Pobrano z <https://ec.europa.eu/environment/waste/framework/> (data pobrania: 05.08.2020).
- Farrell C. C., Osman A. I., Doherty R., Saad M., Zhang X., Murphy A., Harrison J., Vennard A. S. M., Kumaravel V., Al-Muhtaseb A. H., Rooney D. W., 2020. Technical challenges and opportunities in realising a circular economy for waste photovoltaic modules. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 128, 109911. DOI: 10.1016/j.rser.2020.109911
- Ferreira D., Freixo C., Cabral J. A., Santos M., 2019. Is wind energy increasing the impact of socio-ecological change on Mediterranean mountain ecosystems? Insights from a modelling study relating wind power boost options with a declining species. *Journal of Environmental Management*, 238, 283–295. DOI: 10.1016/j.jenvman.2019.02.127
- Filgueira A., Seijo M. A., Munoz E., Castro L., Piegari L., 2009. Technical and economic study of two repowered wind farms in Bustelo and San Xoán, 24.7 MW and 15.84 MW respectively. [W:] 2009 International Conference on Clean Electrical Power (s. 545–549). DOI: 10.1109/ICCEP.2009.5211998
- Flatland K., Hove M. T., Lavrutich M., Nagy R. L. G., 2019. Investment options in wind turbines: life-extension versus repowering. [W:] 23rd Annual International Conference Real Options. Theory Meets Practice (s. 5). Real Options Group King’s Business School, King’s College London, Londyn, UK.
- Flizikowski J., Piasecka I., Kruszelnicka W., Tomporowski A., Mroziński A., 2018. Destruction assessment of wind power plastics blade. *Polimery*, 63 (5). DOI: [dx.doi.org/10.14314/polimery.2018.5.7](https://doi.org/10.14314/polimery.2018.5.7)

- Fox T. R., 2016. Recycling wind turbine blade composite material as aggregate in concrete (Master of Science). Iowa State University, Digital Repository, Ames. Pobrano z: <https://lib.dr.iastate.edu/etd/15159/> (data pobrania: 05.08.2020).
- Frangoul A., 8.09.2017. There are over 341,000 wind turbines on the planet: Here's how much of a difference they're actually making. <https://www.cnbc.com/2017/09/08/there-are-over-341000-wind-turbines-on-the-planet-why-they-matter.html> (dostęp: 2.082020).
- Garrett P., Rønne K., 2013. Life cycle assessment of wind power: comprehensive results from a state-of-the-art approach. *International Journal of Life Cycle Assessment*. Pobrano z: <http://agris.fao.org/agris-search/search.do?recordID=US201400172733>
- Gibon T., Hertwich E. G., Arvesen A., Singh B., Verones F., 2017. Health benefits, ecological threats of low-carbon electricity. *Environmental Research Letters*, 12 (3), 034023. DOI: 10.1088/1748-9326/aa6047
- Glinka T., *Maszyny elektryczne wzbudzone magnesami trwałymi*. WNT, Warszawa 2018, ss. 287, ISBN 978-83-01-20735-9.
- Goodship V., 2010. Management, recycling and reuse of waste composites. Woodhead Publishing Limited, Cambridge UK.
- Greenbyte AB, 2020. Power Performance Upgrades to Wind Turbines. [https://www.greenbyte.com/uploads/tx\\_news/Evaluation\\_of\\_Power\\_Performance\\_Upgrades\\_to\\_Wind\\_Turbines.pdf](https://www.greenbyte.com/uploads/tx_news/Evaluation_of_Power_Performance_Upgrades_to_Wind_Turbines.pdf) (dostęp: 4.02.2020).
- Griffith D. T., Yoder N., Engineering A., Resor B., White J., Paquette J., Ogilvie A., Peters V., 2012. Prognostic Control to Enhance Offshore Wind Turbine Operations and Maintenance Strategies. Zaprezentowano na European Wind Energy Conference (EWEA) Annual Event, 16-19.04.2012, Kopenhaga, s. 13.
- Griffith D. T., Yoder N. C., Resor B., White J., Paquette J., 2014. Structural health and prognostics management for the enhancement of offshore wind turbine operations and maintenance strategies. *Wind Energy*, 17 (11), 1737–1751. DOI: 10.1002/we.1665
- Guinée J. (red.), 2002. Handbook on Life Cycle Assessment: Operational Guide to the ISO Standards. Springer Netherlands. Pobrano z: [www.springer.com/gb/book/9781402002281](http://www.springer.com/gb/book/9781402002281) (data pobrania: 05.08.2020).
- Haapala K. R., Prempreeda P., 2014. Comparative life cycle assessment of 2.0 MW wind turbines. *International Journal of Sustainable Manufacturing*, 3 (2), 170. DOI: 10.1504/IJSM.2014.062496
- Harding G., Harding P., Wilkins A., 2008. Wind turbines, flicker, and photosensitive epilepsy: characterizing the flashing that may precipitate seizures and optimizing guidelines to prevent them. *Epilepsia*, 49 (6), 1095–1098. DOI: 10.1111/j.1528-1167.2008.01563.x
- Himpler S., Madlener R., 2012. Repowering of Wind Turbines: Economics and Optimal Timing (SSRN Scholarly Paper No. ID 2236265). Rochester, NY: Social Science Research Network. Pobrano z: <https://papers.ssrn.com/abstract=2236265> (data pobrania: 05.08.2020).



- Hu Y., Yang J., Baniotopoulos C., 2020. Repowering Steel Tubular Wind Turbine Towers Enhancing them by Internal Stiffening Rings. *Energies*, 13 (7), 1538. DOI: 10.3390/en13071538
- Hulshorst W., 2008. Repowering and used wind turbines. European Cooper Institute. Pobrano z: <https://www.slideshare.net/sustenergy/repowering-and-used-wind-turbines> (data pobrania: 04.08.2020).
- Huppel G., Ishikawa M., 2005. Eco-efficiency and Its Terminology. *Journal of Industrial Ecology*, 9 (4), 43–46. DOI: 10.1162/108819805775247891
- Ichimura M., Nam S., Bonjour S., Rankine H., Carisma B., Qiu Y., Khruachotikul R., 2009. Eco-efficiency Indicators: Measuring Resource-use Efficiency and the Impact of Economic Activities on the Environment. United Nations. Pobrano z: <https://sustainabledevelopment.un.org/content/documents/785eco.pdf> (data pobrania: 04.08.2020).
- International Organization for Standardization, 2006. ISO 14040:2006: Environmental management – Life cycle assessment – Principles and framework. <http://www.iso.org/cms/render/live/en/sites/isoorg/contents/data/standard/03/74/37456.html> (dostęp: 9.08.2019).
- IRENA, 2012. Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series. IRENA Secretariat, 1 (5), 1–57.
- Jachimowski R., Szczepanski E., Klodawski M., Markowska K., Dabrowski J., 2018. Selection of a Container Storage Strategy at the Rail-road Intermodal Terminal as a Function of Minimization of the Energy Expenditure of Transshipment Devices and CO<sub>2</sub> Emissions. *Rocznik Ochrona Srodowiska*, 20, 965–988.
- Jasch C., 2000. Environmental performance evaluation and indicators. *Journal of Cleaner Production*, 8 (1), 79–88. DOI: 10.1016/S0959-6526(99)00235-8
- Jeffery R. D., Krogh C., Horner B., 2013. Adverse health effects of industrial wind turbines. *Canadian Family Physician*, 59 (5), 473–475.
- Jensen J. P., 27.10.2016. Routes for extending the lifetime of wind turbines. <https://www.plateconference.org/routes-extending-lifetime-wind-turbines/> (dostęp: 19.12.2018).
- Jensen J. P., Skelton K., 2018. Wind turbine blade recycling: Experiences, challenges and possibilities in a circular economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 97, 165–176. DOI: 10.1016/j.rser.2018.08.041
- Karavida S., Nõmmik R., 2015. Waste Management of End-of-Service Wind Turbines. Aalborg University, 69.
- Karoui R., Bacha F., Hasni A., Khadraoui H., 2019. Analysis of the Repowering Wind Farm of Sidi-Daoud in Tunisia. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 55 (3), 3011–3023. DOI: 10.1109/TIA.2018.2886748
- Kasner R., 2016. Ocena korzyści i nakładów cyklu życia elektrowni wiatrowej. Politechnika Poznańska, Wydział Maszyn Roboczych i Transportu (rozprawa doktorska).



- Kasner R., 2020. The fundamentals of the eco-development of wind power plant design. Wydawnictwa Uczelniane Uniwersytetu Technologiczno-Przyrodniczego w Bydgoszczy, Bydgoszcz.
- Kasner R., Bałdowska-Witos P., 2021. Evaluating the Technology Readiness of a Ribbon-Blade Wind Turbine Using NASA's TRL Method. *Materials*, 14 (24), 7709. DOI: 10.3390/ma14247709
- Kasner R., Flizikowski J., Tomporowski A., Kruszelnicka W., Idzikowski A., 2019. Ecological Efficiency Assessment Model for Environmental Safety Management of Wind Power Plant. *System Safety: Human – Technical Facility – Environment*, 1 (1), 371–377. DOI: 10.2478/czoto-2019-0047
- Kasner R., Kruszelnicka W., Bałdowska-Witos P., Flizikowski J., Tomporowski A., 2020. Sustainable Wind Power Plant Modernization. *Energies*, 13 (6), 1461. DOI: 10.3390/en13061461
- Kasner R., Kruszelnicka W., Piasecka I., Tomporowski A., 2015. Ocena możliwości zagospodarowania użytkowego łopatek elektrowni wiatrowych. *Ekologia i Technika*, (5), 279–283.
- Kleiber M., Czaplicka-Kolarz K., 2011. *Ekoefektywność technologii: praca zbiorowa*. Wydawnictwo Naukowe Instytutu Technologii Eksploatacji – Państwowego Instytutu Badawczego, Radom.
- Komisja Europejska, 26.01.2011. Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów Europa efektywnie korzystająca z zasobów – inicjatywa przewodnia strategii „Europa 2020”. Komisja Europejska. Pobrano z: <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=COM:2011:0021:FIN:PL:PDF> (data pobrania: 05.08.2020).
- Kruszelnicka W., 2019. Analiza procesu wielotarczowego rozdrabniania biomasy w ujęciu energochłonności i emisji CO<sub>2</sub>. Rozprawa doktorska. Uniwersytet Technologiczno-Przyrodniczy im. J. J. Śniadeckich w Bydgoszczy, Bydgoszcz.
- Kruszelnicka W., 2020. A New Model for Environmental Assessment of the Comminution Process in the Chain of Biomass Energy Processing. *Energies*, 13 (2), 330. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13020330>
- Kruszelnicka W., Bałdowska-Witos P., Kasner R., Flizikowski J., Tomporowski A., Rudnicki J., 2019. Evaluation of emissivity and environmental safety of biomass grinders drive. *Przemysł Chemiczny*, 98 (9), 1494–1498.
- Kruszelnicka W., Kasner R., Bałdowska-Witos P., Flizikowski J., Tomporowski A., 2020. The Integrated Energy Consumption Index for Energy Biomass Grinding Technology Assessment. *Energies*, 13 (6), 1417. DOI: 10.3390/en13061417
- Lacal-Arántegui R., Uihlein A., Yusta J. M., 2020. Technology effects in repowering wind turbines. *Wind Energy*, 23 (3), 660–675. DOI: 10.1002/we.2450
- Laura C.-S., Vicente D.-C., 2014. Life-cycle cost analysis of floating offshore wind farms. *Renewable Energy*, 66, 41–48. DOI: 10.1016/j.renene.2013.12.002

- Lehni M., 2000. Eco-efficiency: creating more value with less impact. WBCSD, Conches-Geneva, Switzerland.
- Liedtke C., Bienge K., Wiesen K., Teubler J., Greiff K., Lettenmeier M., Rohn H., 2014. Resource Use in the Production and Consumption System – The MIPS Approach. *Resources*, 3 (3), 544–574. DOI: 10.3390/resources3030544
- Liu P., Barlow C. Y., 2016. The environmental impact of wind turbine blades. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 139, 012032. DOI: 10.1088/1757-899X/139/1/012032
- Luderer G., Pehl M., Arvesen A., Gibon T., Bodirsky B. L., de Boer H. S., Fricko O., Hejazi M., Humpenöder F., Iyer G., Mima S., Mouratiadou I., Pietzcker R. C., Popp A., van den Berg M., van Vuuren D., Hertwich E. G., 2019. Environmental co-benefits and adverse side-effects of alternative power sector decarbonization strategies. *Nature Communications*, 10 (1), 1–13. DOI: 10.1038/s41467-019-13067-8
- Luengo M. M., Kolios A., 2015. Failure Mode Identification and End of Life Scenarios of Offshore Wind Turbines: A Review. *Energies*, 8 (8), 8339–8354. DOI: 10.3390/en8088339
- Madlener R., Glensk B., Gläsel L., 2019. Optimal Timing of Onshore Wind Repowering in Germany under Policy Regime Changes: A Real Options Analysis. *Energies*, 12 (24), 4703. DOI: 10.3390/en12244703
- Malinauskaite J., Jouhara H., Spencer N., 2017. Waste Prevention and Technologies. *European Energy and Environmental Law Review*, 26 (3), 66–80.
- Manchado C., Gomez-Jauregui V., Lizcano P. E., Iglesias A., Galvez A., Otero C., 2019. Wind farm repowering guided by visual impact criteria. *Renewable Energy*, 135, 197–207. DOI: 10.1016/j.renene.2018.12.007
- Martínez E., Latorre-Biel J. I., Jimenez E., Sanz F., Blanco J., 2018. Life cycle assessment of a wind farm repowering process. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93, 260–271. DOI: 10.1016/j.rser.2018.05.044
- Martínez E., Sanz F., Pellegrini S., Jiménez E., Blanco J., 2009. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*, 34 (3), 667–673. DOI: 10.1016/j.renene.2008.05.020
- McCulloch M., Raynolds M., Laurie M., 2000. Life-Cycle Value Assessment of a Wind Turbine (s. 14). Alberta, Canada: The Pembina Institute.
- Megawind, 2016. Strategy for Extending the Useful Lifetime of a Wind Turbine. Megawind. Pobrano z: <http://www.vindmoellegodkendelse.dk/media/1163/strategy-for-extending-the-useful-lifetime-of-a-wind-turbine.pdf> (data pobrania: 04.08.2020).
- Ministerstwo Rozwoju i Technologii, 2019. Mapa drogowa transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym. Ministerstwo Rozwoju i Technologii. Pobrano z: [file:///C:/Users/UTP/Downloads/2019\\_09\\_24\\_projekt\\_Mapy\\_GOZ\\_po\\_DP\\_2409\\_czystyczeń.pdf](file:///C:/Users/UTP/Downloads/2019_09_24_projekt_Mapy_GOZ_po_DP_2409_czystyczeń.pdf) (data pobrania: 04.08.2020).

- Mishnaevsky L., 2021. Sustainable End-of-Life Management of Wind Turbine Blades: Overview of Current and Coming Solutions. *Materials*, 14 (5), 1124. DOI: 10.3390/ma14051124
- Mostafaeipour A., 2010. Productivity and development issues of global wind turbine industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 14 (3), 1048–1058. DOI: 10.1016/j.rser.2009.10.031
- Mroziński A., Piasecka I., 2015. Selected aspects of building, operation and environmental impact of offshore wind power electric plants. *Polish Maritime Research*, 22 (2), 86–92. DOI: <https://doi.org/10.1515/pomr-2015-0021>
- Myhr A., Bjerkseter C., Ågotnes A., Nygaard T. A., 2014. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. *Renewable Energy*, 66, 714–728. DOI: 10.1016/j.renene.2014.01.017
- Nivedh B. S., Devi R. P. K., Sreevalsan E., 2013. Repowering of Wind Farms – A Case Study. *Wind Engineering*, 37 (2), 137–150. DOI: 10.1260/0309-524X.37.2.137
- Nowakowski P., Mrówczyńska B., 2018. Towards sustainable WEEE collection and transportation methods in circular economy – Comparative study for rural and urban settlements. *Resources, Conservation and Recycling*, 135, 93–107. DOI: 10.1016/j.resconrec.2017.12.016
- Olatayo K. I., Wichers J. H., Stoker P. W., 2018. Energy and economic performance of small wind energy systems under different climatic conditions of South Africa. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 98, 376–392. DOI: 10.1016/j.rser.2018.09.037
- Organizacja Narodów Zjednoczonych (red.), 2007. Indicators of sustainable development: guidelines and methodologies (3. ed). United Nations, New York, ss. 93.
- Organizacja Narodów Zjednoczonych, 2020. About the Sustainable Development Goals. Pobrano z: <https://www.un.org/sustainabledevelopment/sustainable-development-goals/> (data pobrania: 06.08.2020).
- Ortegon K., Nies L. F., Sutherland J. W., 2013. Preparing for end of service life of wind turbines. *Journal of Cleaner Production*, 39, 191–199. DOI: 10.1016/j.jclepro.2012.08.022
- Ozoemena M., Cheung W. M., Hasan R., 2018. Comparative LCA of technology improvement opportunities for a 1.5-MW wind turbine in the context of an onshore wind farm. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 20 (1), 173–190. DOI: 10.1007/s10098-017-1466-2
- Paska J., Surma T., 2012. Niezawodność podzespołów elektrowni wiatrowych. *Przegląd Elektrotechniczny*, 88, (4a), 150–156.
- Pereg J. R., Fernandez de la Hoz J., 2013. Life cycle assessment of 1 kWh generated by a wind farm Gamesa G90-2.0MW Onshore. *Ecowind*.
- Piasecka I., Bałdowska-Witos P., Piotrowska K., Tomporowski A., 2020. Eco-Energetical Life Cycle Assessment of Materials and Components of Photovoltaic Power Plant. *Energies*, 13 (6), 1385. DOI: 10.3390/en13061385

- Piasecka I., Tomporowski A., 2018. Analysis of Environmental and Energetical Possibilities of Sustainable Development of Wind and Photovoltaic Power Plants. *Problemy Ekorozwoju – Problems of Sustainable Development*, 13 (2), 125–130.
- Piasecka I., Tomporowski A., Flizikowski J., Kruszelnicka W., Kasner R., Mroziński A., 2019. Life Cycle Analysis of Ecological Impacts of an Offshore and a Land-Based Wind Power Plant. *Applied Sciences*, 9 (2), 231. DOI: 10.3390/app9020231
- Piel J. H., Stetter C., Heumann M., Westbomke M., Breitner M. H., 2019. Lifetime Extension, Repowering or Decommissioning? Decision Support for Operators of Ageing Wind Turbines. *Journal of Physics: Conference Series*, 1222, 012033. DOI: 10.1088/1742-6596/1222/1/012033
- Prabu T., Kottayil Sasi. K., 2015. Repowering a Windfarm – A Techno-Economic Approach. *Wind Engineering*, 39 (4), 385–397. DOI: 10.1260/0309-524X.39.4.385
- PRé Sustainability B.V, 2020. SimaPro database manual. Methods library. PRé Sustainability B.V, Netherlands. Pobrano z: <https://simapro.com/wp-content/uploads/2020/10/DatabaseManualMethods.pdf> (data pobrania: 04.08.2020).
- Rasul M. G., Azad A. K., Sharma S. C., 2017. Clean energy for sustainable development. *Comparisons and Contrasts of New Approaches*. Elsevier, Amsterdam.
- Ratner S., Gomonov K., Revinova S., Lazanyuk I., 2020. Eco-Design of Energy Production Systems: The Problem of Renewable Energy Capacity Recycling. *Applied Sciences*, 10 (12), 4339. DOI: 10.3390/app10124339
- Razdan P., Garrett P., 2019. Life cycle assessment of electricity production from an onshore V136-4.2 MW wind plant. *Vestas Wind Systems A/S*, 133.
- Romero-Hernández O., Romero S., 2018. Maximizing the value of waste: From waste management to the circular economy. *Thunderbird International Business Review*, 60 (5), 757–764. DOI: 10.1002/tie.21968
- Sağlam Ü., 2017. Assessment of the productive efficiency of large wind farms in the United States: An application of two-stage data envelopment analysis. *Energy Conversion and Management*, 153, 188–214. DOI: 10.1016/j.enconman.2017.09.062
- Saidur R., Rahim N. A., Islam M. R., Solangi K. H., 2011. Environmental impact of wind energy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15 (5), 2423–2430. DOI: 10.1016/j.rser.2011.02.024
- Sala S., Amadei A. M., Beylot A., Ardente F., 2021. The evolution of life cycle assessment in European policies over three decades. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 26 (12), 2295–2314. DOI: 10.1007/s11367-021-01893-2
- Salman A. D., Ghadiri M., Hounslow M., 2007. *Particle Breakage*. Elsevier.
- Sánchez R. G., Pehlken A., Lewandowski M., 2014. On the sustainability of wind energy regarding material usage. *Acta Technica Corviniensis – Bulletin of Engineering*, 7 (1), 69–76.

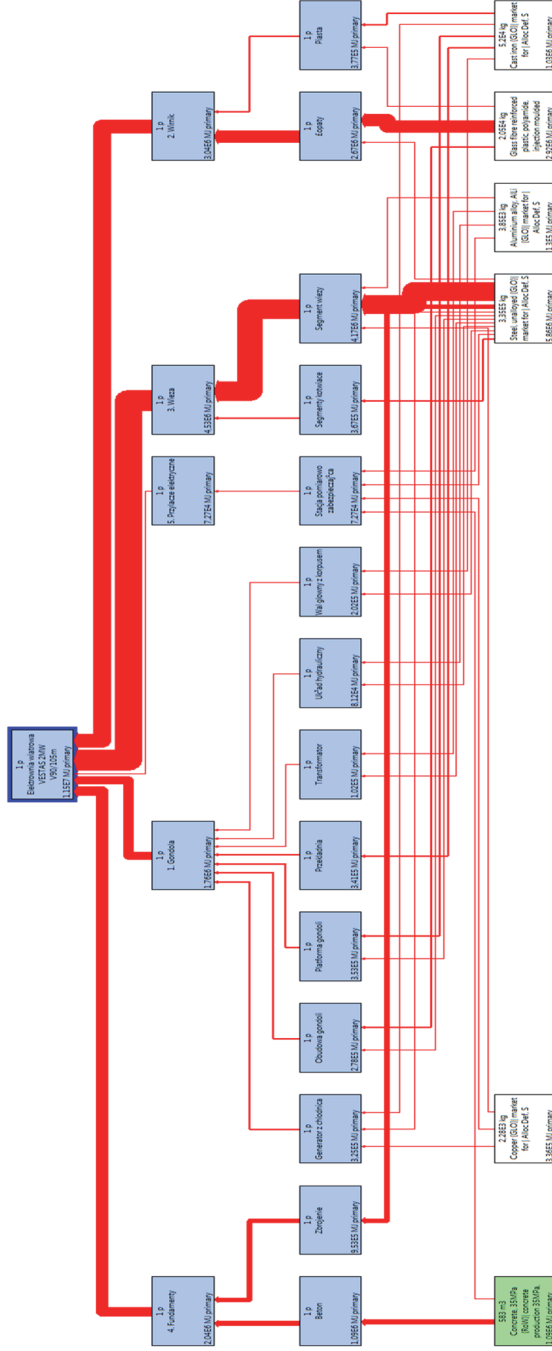
- Serri L., Lembo E., Airoidi D., Gelli C., Beccarello M., 2018. Wind energy plants repowering potential in Italy: technical-economic assessment. *Renewable Energy*, 115, 382–390. DOI: 10.1016/j.renene.2017.08.031
- Shafiee M., Brennan F., Espinosa I. A., 2016. A parametric whole life cost model for offshore wind farms. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 21 (7), 961–975. DOI: 10.1007/s11367-016-1075-z
- Sica D., Malandrino O., Supino S., Testa M., Lucchetti M. C., 2018. Management of end-of-life photovoltaic panels as a step towards a circular economy. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 2934–2945. DOI: 10.1016/j.rser.2017.10.039
- Siemens AG, 2014. Environmental Product Declaration. A clean energy solution-from cradle to grave. Offshore wind power plant employing SWT-6.0-154. Hamburg: Siemens AG. Pobrano z: <https://www.siemens.com/content/dam/internet/siemens-com/global/market-specific-solutions/wind/brochures/epd-swt-6-0-154.pdf> (data pobrania: 04.08.2020).
- Smallwood K. S., Karas B., 2009. Avian and Bat Fatality Rates at Old-Generation and Repowered Wind Turbines in California. *The Journal of Wildlife Management*, 73 (7), 1062–1071. DOI: 10.2193/2008-464
- Snyder B., Kaiser M. J., 2009. Ecological and economic cost-benefit analysis of offshore wind energy. *Renewable Energy*, 34 (6), 1567–1578. DOI: 10.1016/j.renene.2008.11.015
- Staffell I., Green R., 2014. How does wind farm performance decline with age? *Renewable Energy*, 66, 775–786. DOI: 10.1016/j.renene.2013.10.041
- Stavridou N., Koltsakis E., Baniotopoulos C. C., 2020. A comparative life-cycle analysis of tall onshore steel wind-turbine towers. *Clean Energy*, 4 (1), 48–57. DOI: 10.1093/ce/zkz028
- Sun H., Gao X., Yang H., 2019. Investigation into offshore wind farm repowering optimization in Hong Kong. *International Journal of Low-Carbon Technologies*, 14 (2), 302–311. DOI: 10.1093/ijlct/ctz016
- Syed A. H., Javed A., Asim Feroz R. M., Calhoun R., 2020. Partial repowering analysis of a wind farm by turbine hub height variation to mitigate neighboring wind farm wake interference using mesoscale simulations. *Applied Energy*, 268, 115050. DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.115050
- Szymańska E., 2010. Efektywność przedsiębiorstwa – definiowanie i pomiar. *Rocznik Nauk Rolniczych*, 97 (2), 152–164.
- Ściążko M., Czaplicka-Kolarz K., 2004. Model ekologicznego i ekonomicznego prognozowania wydobywania i użytkowania czystego węgla. T. 2, *Ekoelektywność technologii czystego spalania węgla*. Główny Instytut Górnictwa, Katowice.
- Tahara K., Sagisaka M., Ozawa T., Yamaguchi K., Inaba A., 2005. Comparison of “CO<sub>2</sub> efficiency” between company and industry. *Journal of Cleaner Production*, 13 (13), 1301–1308. DOI: 10.1016/j.jclepro.2005.05.006

- Tazi N., Kim J., Bouzidi Y., Chatelet E., Liu G., 2019. Waste and material flow analysis in the end-of-life wind energy system. *Resources, Conservation and Recycling*, 145, 199–207. DOI: 10.1016/j.resconrec.2019.02.039
- Tomporowski A., Flizikowski J., Kasner R., Kruszelnicka W., 2017a. Environmental Control of Wind Power Technology. *Rocznik Ochrona Środowiska*, 19, 694–714.
- Tomporowski A., Flizikowski J., Kruszelnicka W., Piasecka I., Kasner R., Mroziński A., Kovalyshyn S., 2018a. Destructiveness of Profits and Outlays Associated with Operation of Offshore Wind Electric Power Plant. Part 1: Identification of a Model and its Components. *Polish Maritime Research*, 25 (2), 132–139. DOI: 10.2478/pomr-2018-0064
- Tomporowski A., Flizikowski J., Opielak M., Kasner R., Kruszelnicka W., 2017b. Assessment of Energy Use and Elimination of CO<sub>2</sub> Emissions in the Life Cycle of an Offshore Wind Power Plant Farm. *Polish Maritime Research*, 24 (4), 93–101. DOI: 10.1515/pomr-2017-0140
- Tomporowski A., Piasecka I., Flizikowski J., Kasner R., Kruszelnicka W., Mroziński A., Bieliński K., 2018b. Comparison Analysis of Blade Life Cycles of Land-Based and Offshore Wind Power Plants. *Polish Maritime Research*, 25 (s1), 225–233. DOI: 10.2478/pomr-2018-0046
- Tomporowski D., 2022. Analiza nakładów energetyczno-środowiskowych w cyklu życia budynku. *Materiały Budowlane*, 1 (4), 101–103. DOI: 10.15199/33.2022.04.17
- Tomporowski D., Kasner R., Franus W., Doerffer K., 2022. Assessment of Environmental Loads in the Life Cycle of a Retail and Service Building. *Energies*, 15 (9), 3144. DOI: 10.3390/en15093144
- Topham E., McMillan D., 2017. Sustainable decommissioning of an offshore wind farm. *Renewable Energy*, 102, 470–480. DOI: 10.1016/j.renene.2016.10.066
- Topham E., McMillan D., Bradley S., Hart E., 2019. Recycling offshore wind farms at decommissioning stage. *Energy Policy*, 129, 698–709. DOI: 10.1016/j.enpol.2019.01.072
- Tsai L., Kelly J. C., Simon B. S., Chalot R. M., Keoleian G. A., 2016. Life Cycle Assessment of Offshore Wind Farm Siting: Effects of Locational Factors, Lake Depth, and Distance from Shore. *Journal of Industrial Ecology*, 20 (6), 1370–1383. DOI: 10.1111/jieec.12400
- Union of International Associations, 2001. European Eco-Efficiency Initiative. <https://uia.org/s/or/en/1100060539> (dostęp: 24.08.2020).
- Vestas Wind Systems A/S, 2006. Life cycle assessment of offshore and onshore sited wind power plants based on Vestas V90-3.0 MW turbines. Randers, Denmark: Vestas Wind Systems A/S. Pobrano z: [https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca\\_v90\\_june\\_2006.aspx](https://www.vestas.com/~media/vestas/about/sustainability/pdfs/lca_v90_june_2006.aspx) (data pobrania: 02.08.2020).



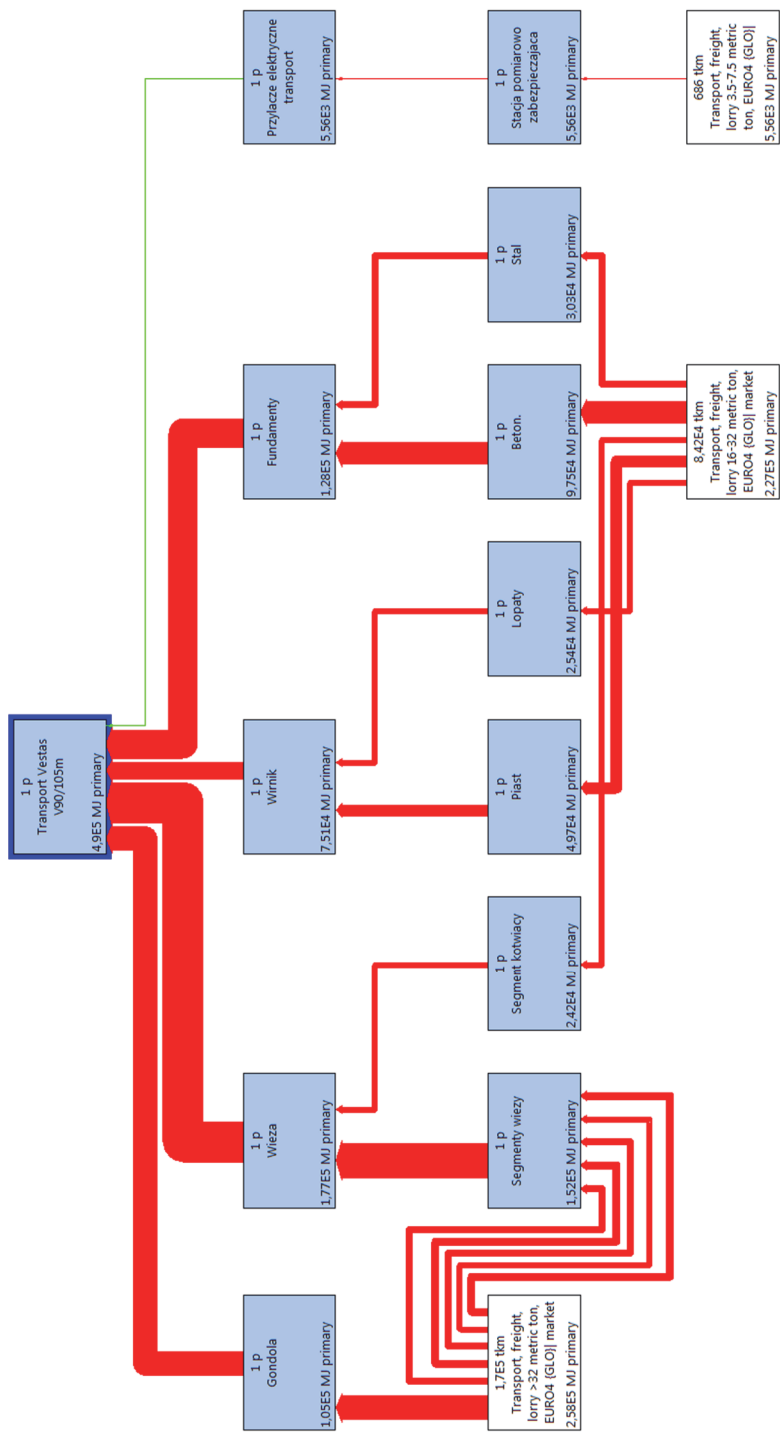
- Vestas Wind Systems A/S, 2010. General Specification V90 - 1.8/2.0 MW 50Hz VCS. Vestas Wind Systems A/S.
- Vestas Wind Systems A/S, 2013. General Specification V100-1.8/2.0 MW 50 Hz VCS. Vestas Wind Systems A/S.
- Villena-Ruiz R., Javier Ramirez F., Honrubia-Escribano A., Gomez-Lazaro E., 2018. A techno-economic analysis of a real wind farm repowering experience: The Malpica case. *Energy Conversion and Management*, 172, 182–199. DOI: 10.1016/j.enconman.2018.07.024
- Wang S., Wang S., 2015. Impacts of wind energy on environment: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 49, 437–443. DOI: 10.1016/j.rser.2015.04.137
- WBCSD, 2021. Vision 2050: Time to transform. Genewa: WBCSD. Pobrano z: <https://www.wbcd.org/contentwbc/download/11765/177145/1> (data pobrania: 05.08.2020).
- Windeurope, 2017. Repowering and Lifetime Extension: making the most of Europe's wind energy resources. Windeurope. Pobrano z <https://windeurope.org/wp-content/uploads/files/policy/position-papers/WindEurope-Repowering-and-Lifetime-Extension.pdf> (data pobrania: 02.08.2020).
- Winiarski G., Gontarz A., Pater Z., 2015. A new process for the forming of a triangular flange in hollow shafts from Ti6Al4V alloy. *Archives of Civil and Mechanical Engineering*, 15 (4), 911–916. DOI: 10.1016/j.acme.2015.01.001
- Zajac G., Węgrzyn A., 2008. Analysis of work parameters changes of diesel engine powered with diesel fuel and faee blends. *Eksploracja i Niezawodność – Maintenance and Reliability*, 38 (2), 17–24.
- Ziegler L., Gonzalez E., Rubert T., Smolka U., Melero J. J., 2018. Lifetime extension of onshore wind turbines: A review covering Germany, Spain, Denmark, and the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82, 1261–1271. DOI: 10.1016/j.rser.2017.09.100

# 9. Załączniki

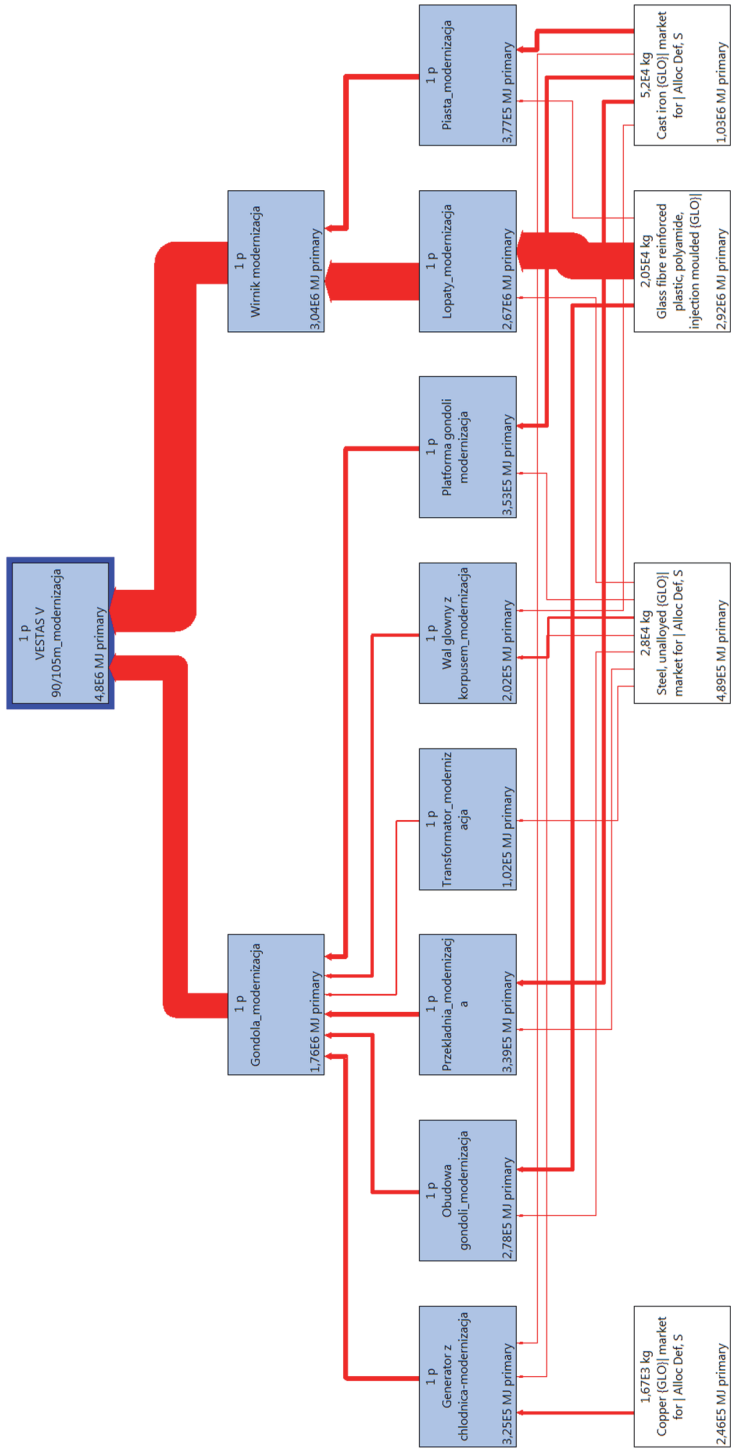


Rys. Z1. Drzewo etapów wytwarzania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)

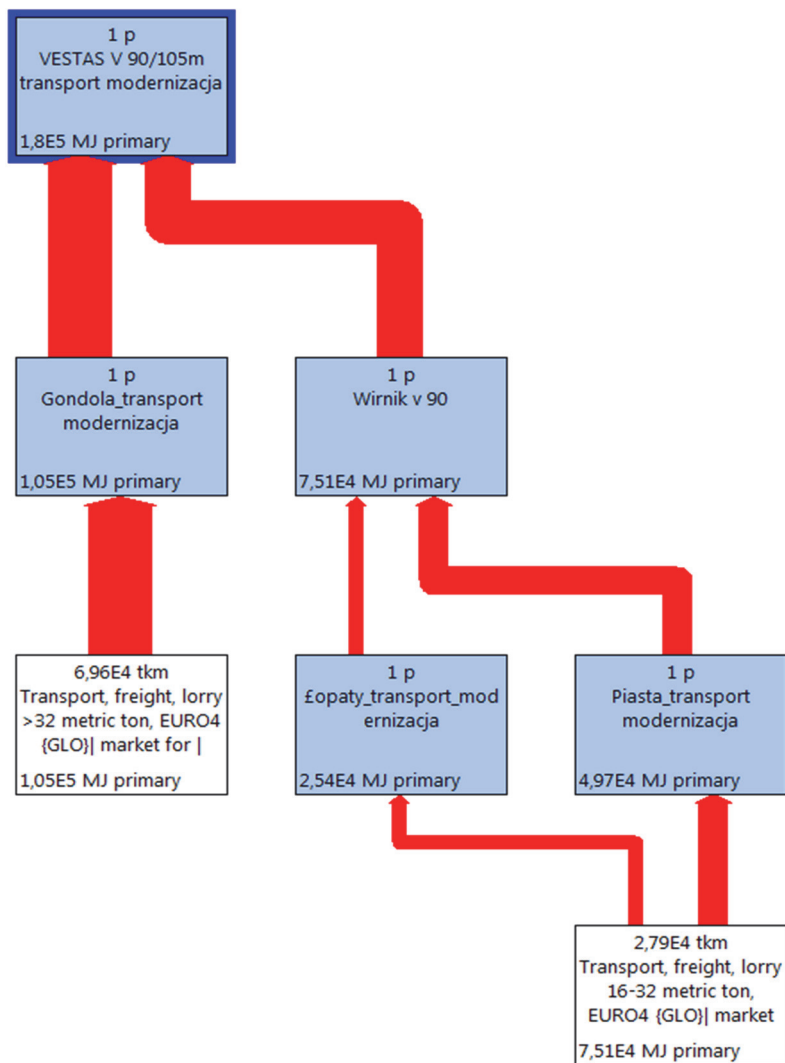




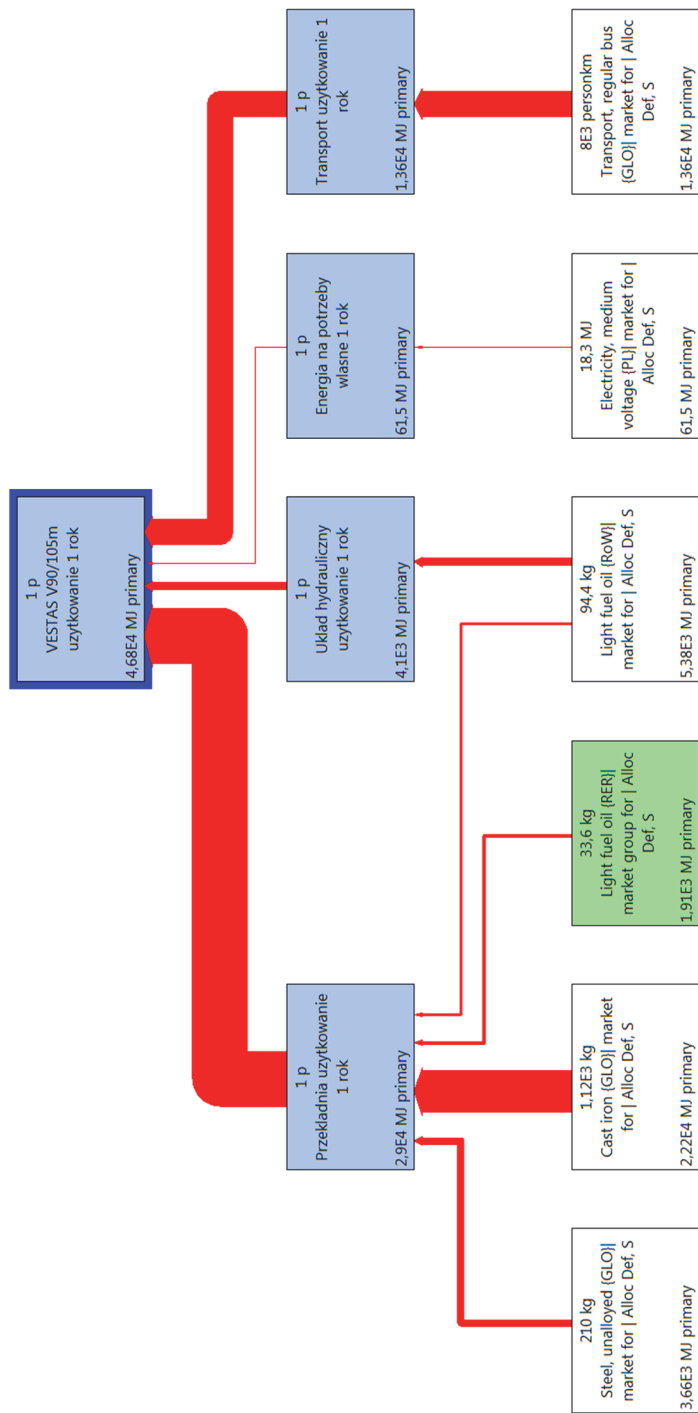
Rys. Z2. Drzewo etapu transportu elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



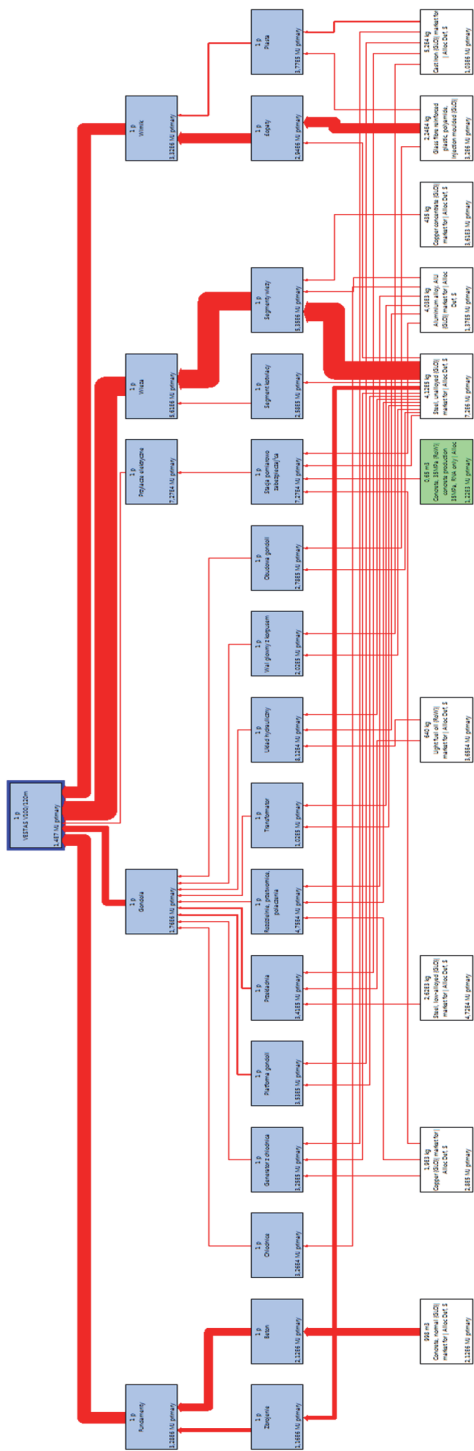
Rys. Z3. Drzewo etapu modernizacji elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



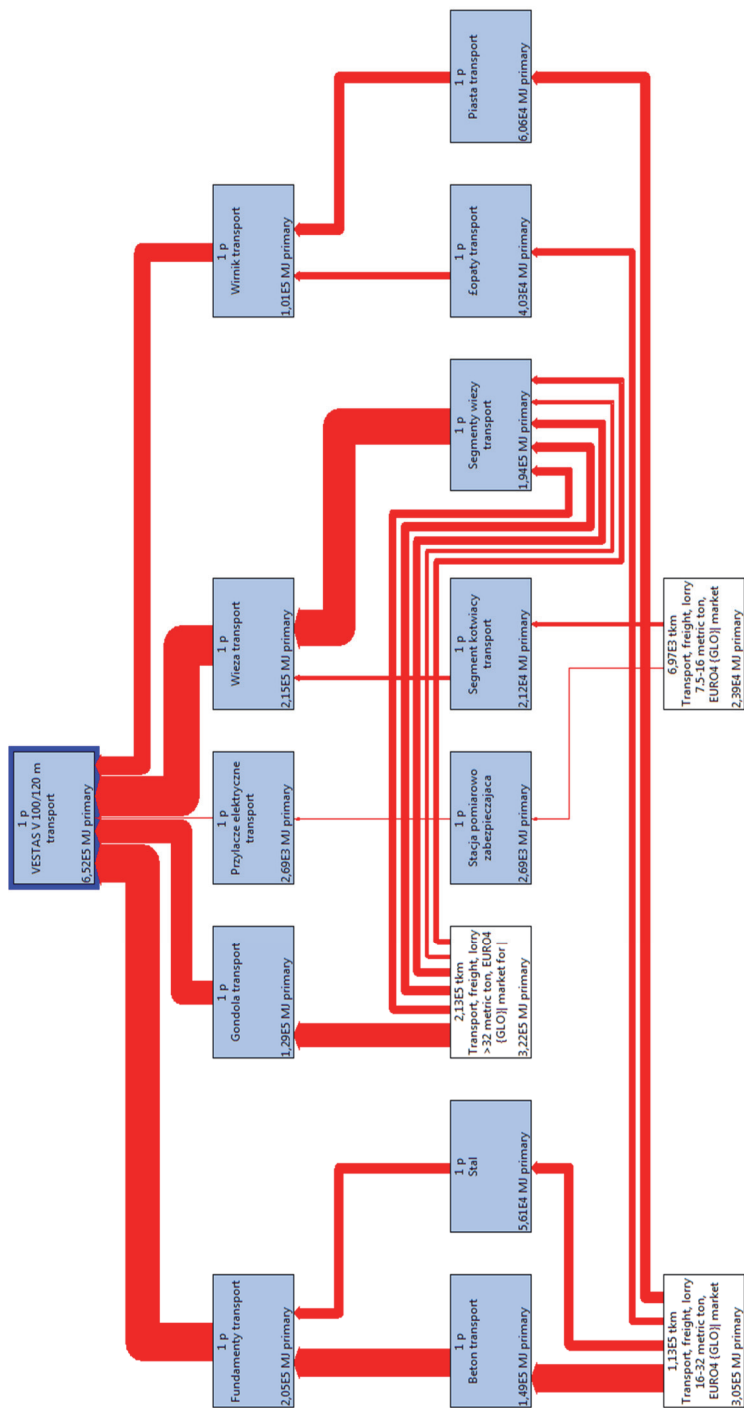
Rys. Z4. Drzewo etapu transportu podczas modernizacji elementów budowy elektrowni Vestas V90/105 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



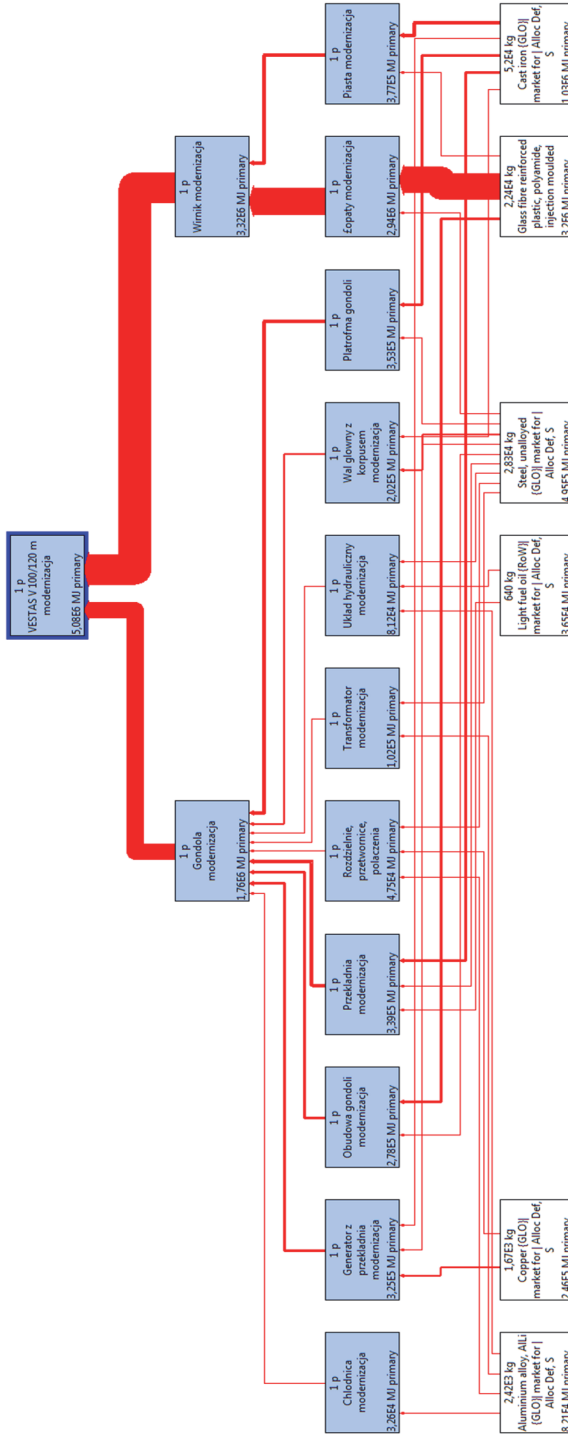
Rys. Z5. Drzewo etapu użytkowania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



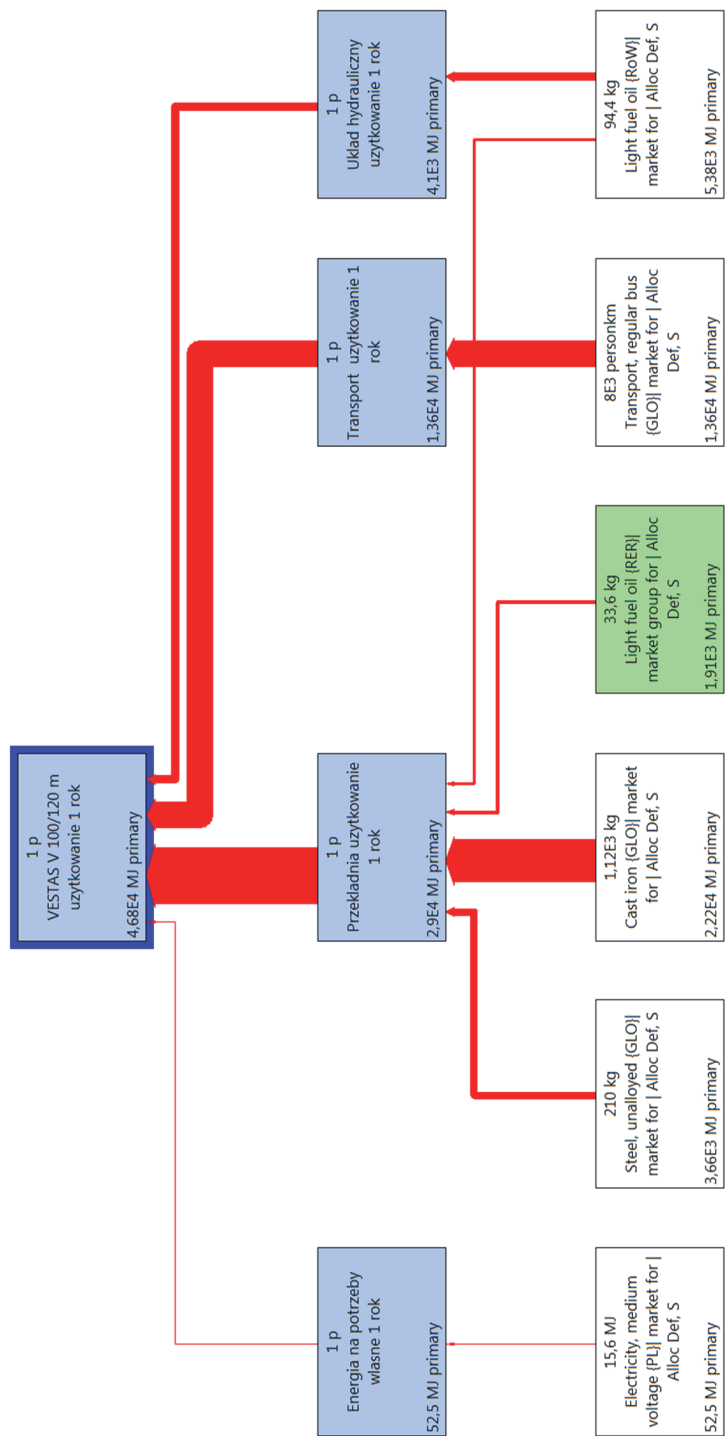
Rys. Z6. Drzewo etapu wytwarzania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



Rys. Z7. Drzewo etapu transportu elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



Rys. Z8. Drzewo etapu modernizacji elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)

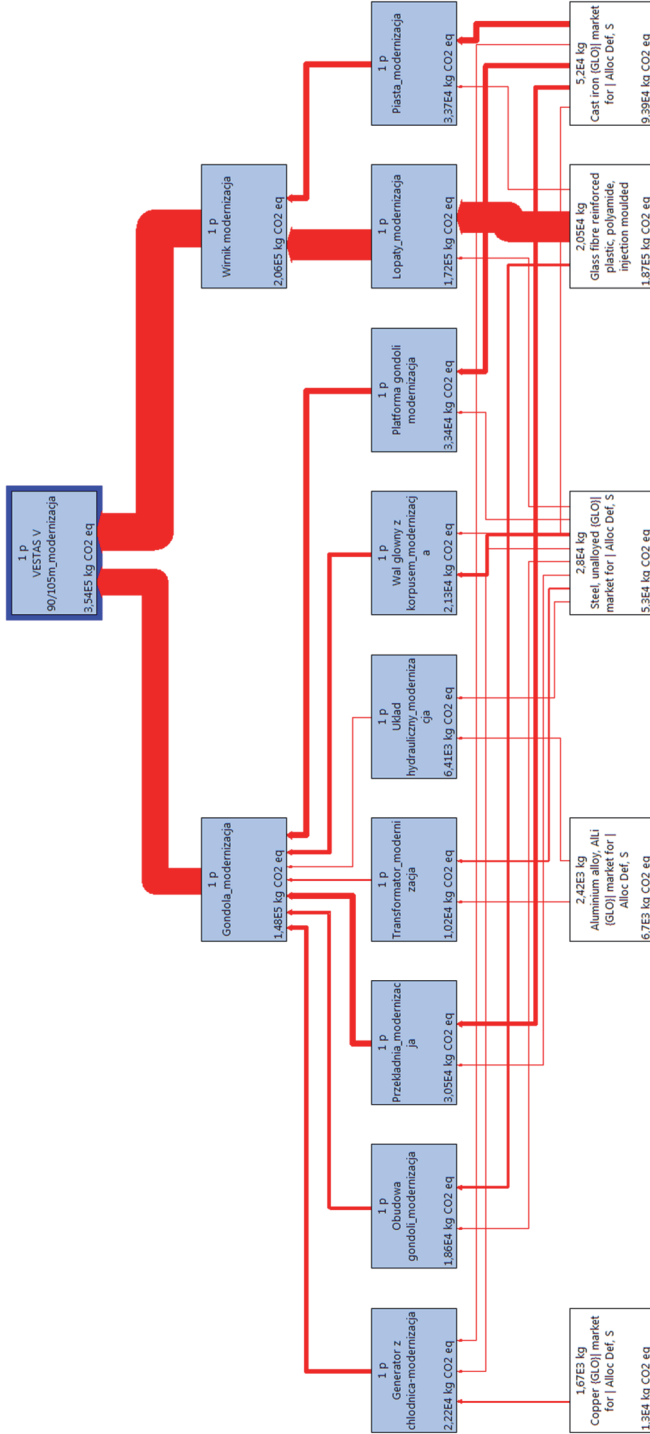


Rys. Z9. Drzewo etapu użytkowania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)

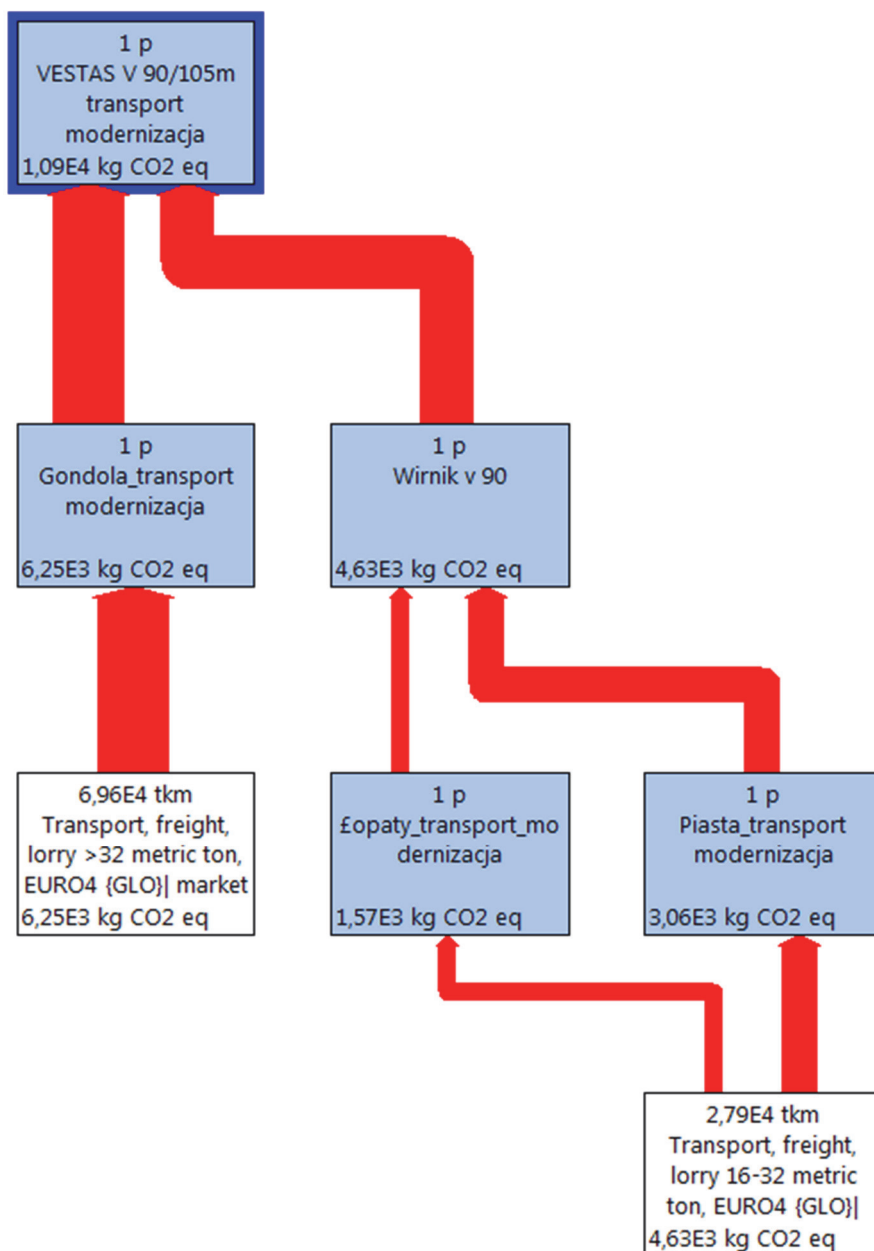




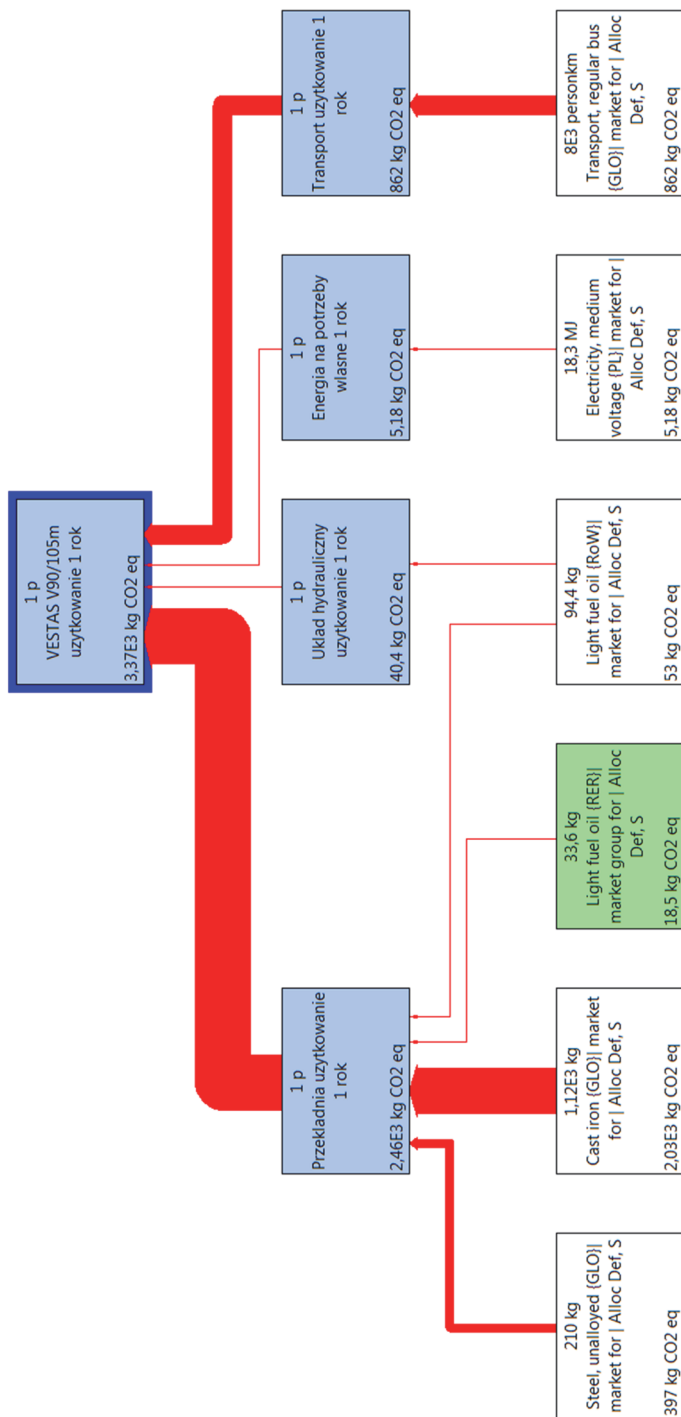




Rys. Z12. Drzewo etapu modernizacji elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)

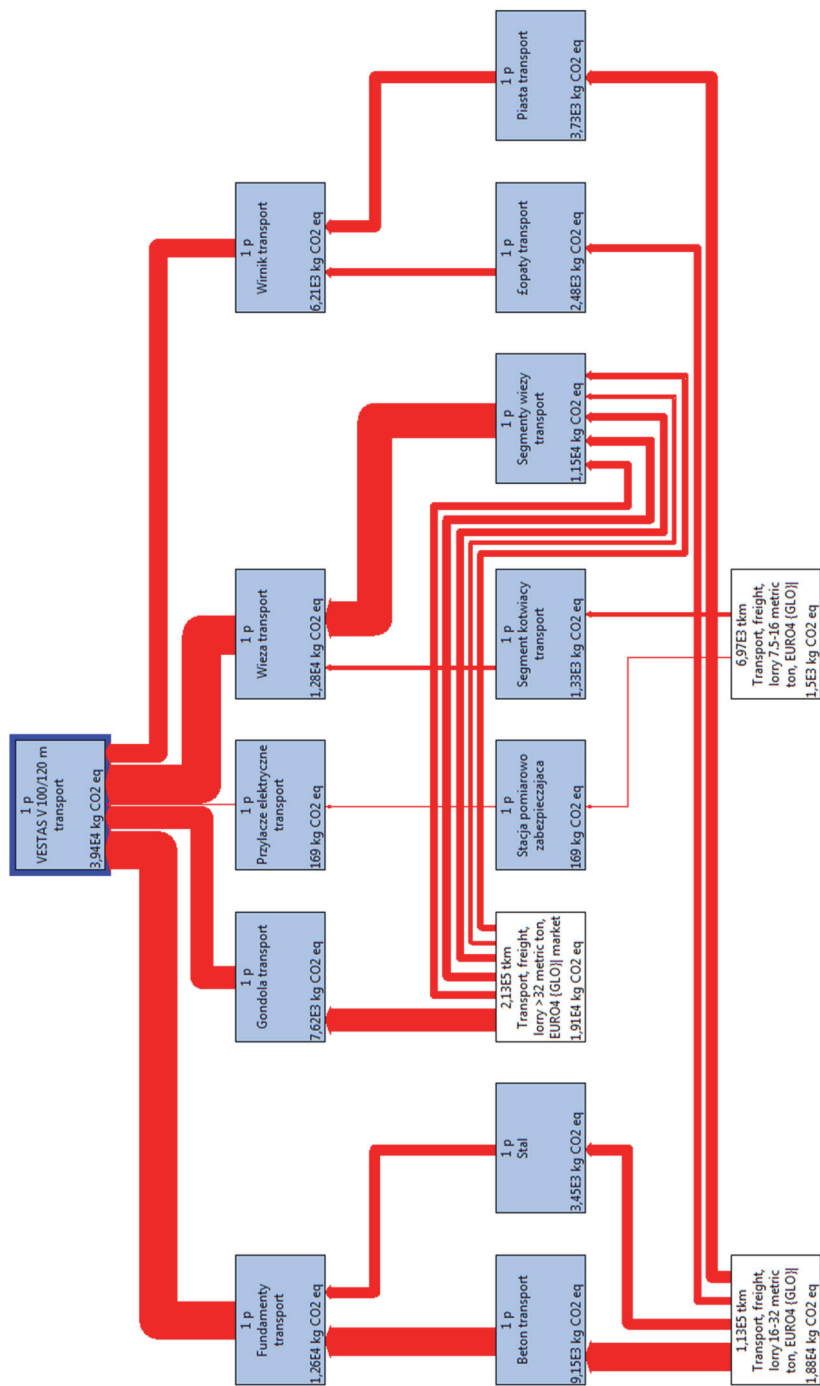


Rys. Z13. Drzewo etapu transportu podczas modernizacji elementów budowy elektrowni Vestas V 90/105 m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)

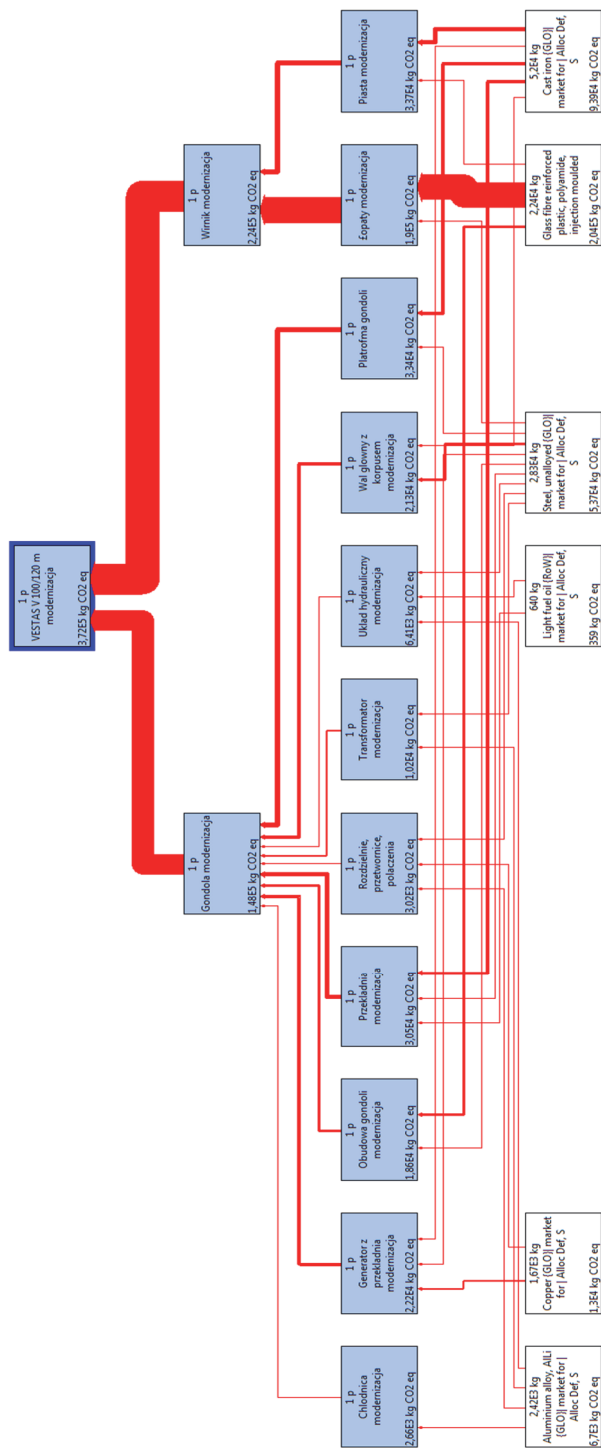


Rys. Z14. Drzewo etapu użytkowania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V90/105m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)



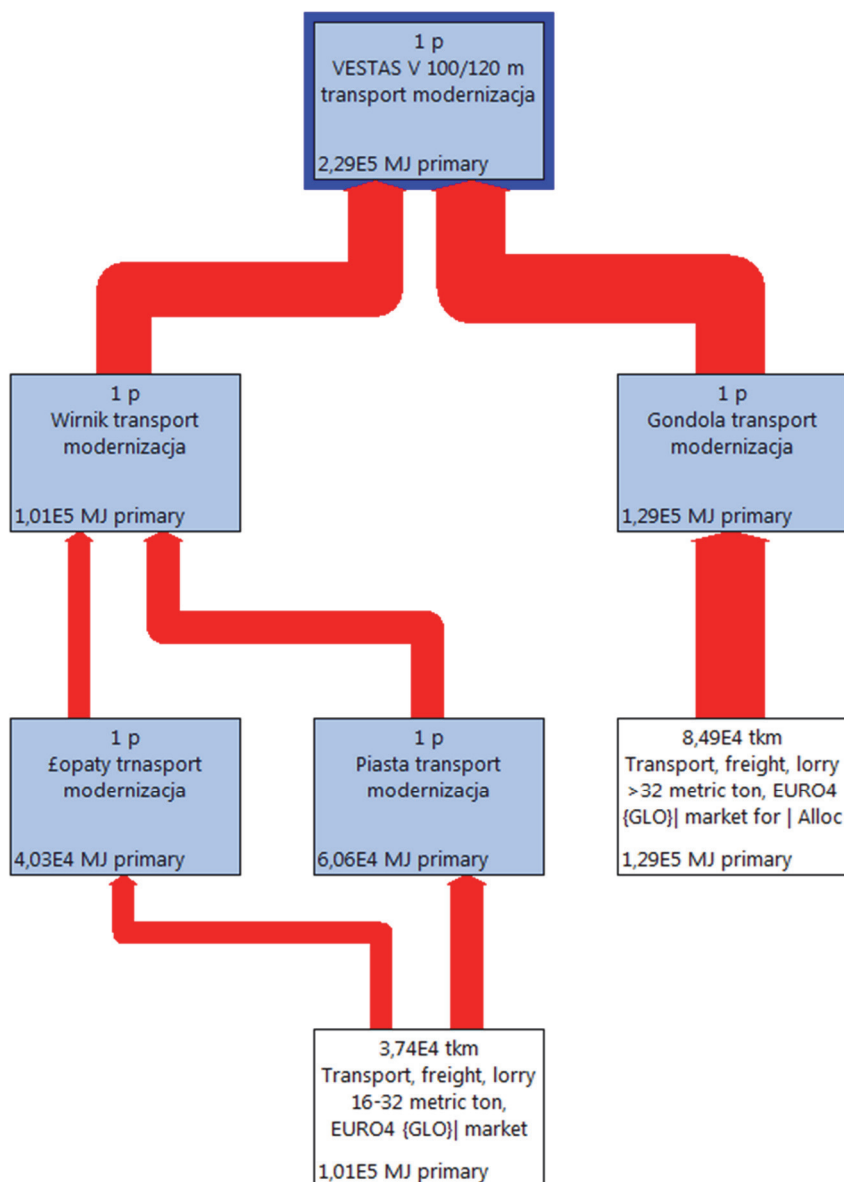


Rys. Z16. Drzewo etapu transportu elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)

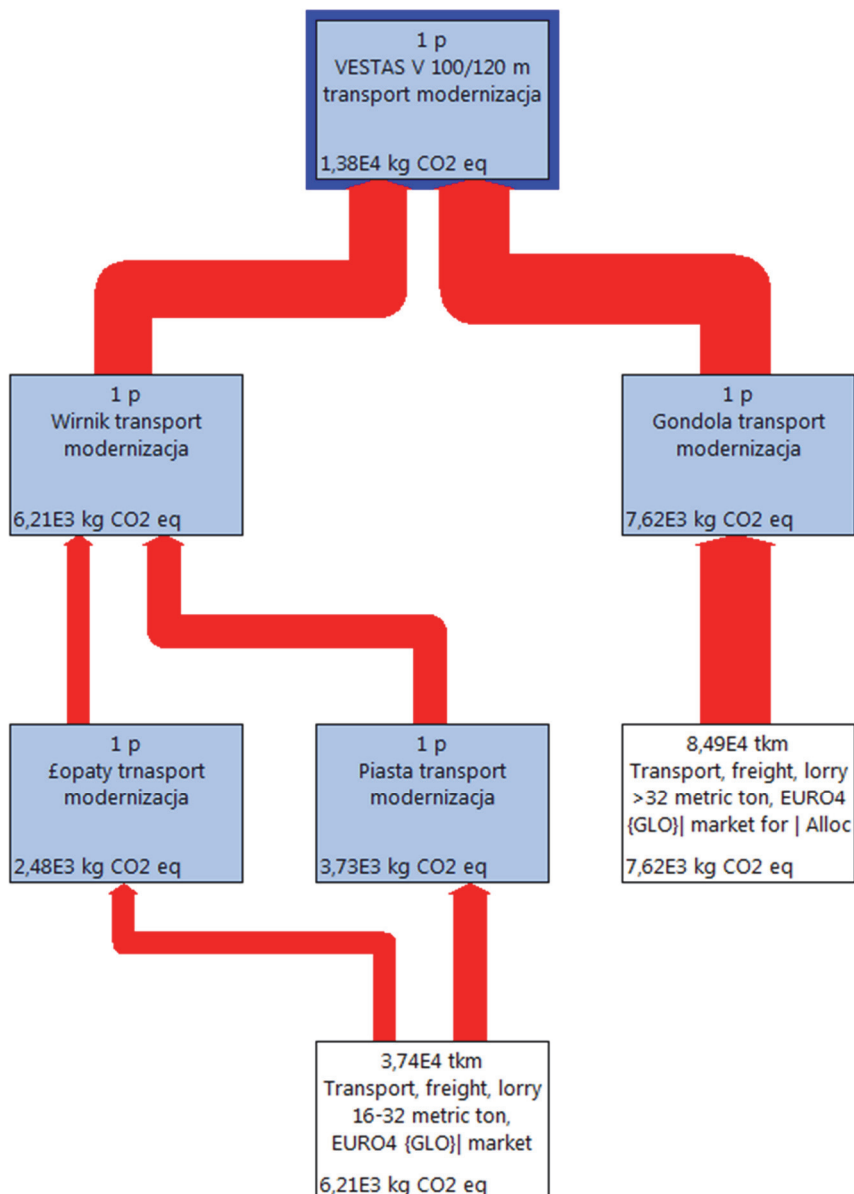


Rys. Z17. Drzewo etapu modernizacji elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)

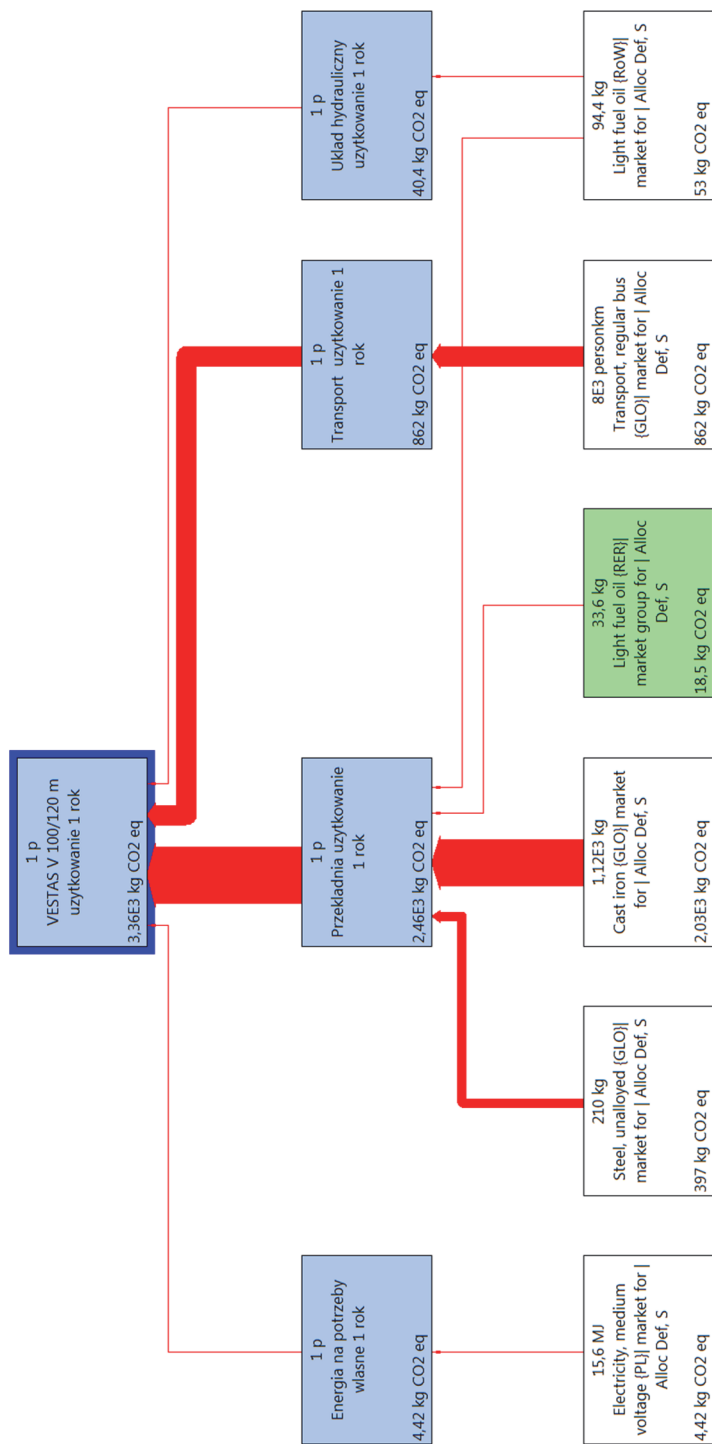




Rys. Z18. Drzewo etapu transportu podczas modernizacji elementów budowy elektrowni Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące procesów związanych z wytwarzaniem energii) (opracowanie własne)



Rys. Z19. Drzewo etapu transportu podczas modernizacji elementów budowy elektrowni Vestas V100/120 m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)



Rys. Z20. Drzewo etapu użytkowania elementów budowy elektrowni wiatrowej Vestas V100/120m (następstwa środowiskowe dotyczące skumulowanej emisji dwutlenku węgla) (opracowanie własne)