



WYBRANE ASPEKTY TRANSFORMACJI KLIMATYCZNEJ I ENERGETYCZNEJ

redakcja naukowa
Grzegorz Tchorek i Michał Kołtuniak



Sekcja Wydawnicza
Wydziału Zarządzania
Uniwersytetu Warszawskiego



Wybrane aspekty transformacji klimatycznej i energetycznej

Wybrane aspekty transformacji klimatycznej i energetycznej

redakcja naukowa

Grzegorz Tchorek i Michał Kołtuniak



Sekcja Wydawnicza
Wydziału Zarządzania
Uniwersytetu Warszawskiego

Warszawa 2025





Dofinansowano ze środków
**NARODOWEGO FUNDUSZU
OCHRONY ŚRODOWISKA
i GOSPODARKI WODNEJ**

Niniejszy materiał został opublikowany dzięki dofinansowaniu
Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
Za jego treść odpowiada wyłącznie Uniwersytet Warszawski.

Recenzenci:

prof. dr hab. inż. Marek Brzeżański (Politechnika Krakowska, Polska)

ORCID: 0000-0002-7873-4392

dr hab. inż. Mariusz Kłos (Politechnika Warszawska, Polska)

ORCID: 0000-0001-8589-8072

Redakcja:

Anna Goryńska

Projekt okładki:

Agnieszka Miłaszewicz

Publikacja na licencji Creative Commons Uznanie

autorstwa 3.0 PL (CC BY 3.0 PL), pełna treść wzorca dostępna pod adresem:

<http://creativecommons.org/licenses/by/3.0/pl/legalcode>

ISBN 978-83-235-6884-1

ISBN pdf 978-83-235-6885-8

DOI: 10.7172/978-83-235-6885-8.swwz.29



Opracowanie komputerowe:
Dom Wydawniczy ELIPSA
ul. Inflancka 15/198, 00-189 Warszawa
tel. 22 635 03 01
e-mail: elipsa@elipsa.pl, www.elipsa.pl

Druk i oprawa:
Sowa Sp. z o.o.
ul. Raszyńska 13,
05-500 Piaseczno
www.sowadruk.pl

Spis treści

Słowo wstępne (Paulina Henning-Kloska)	7
Słowo wstępne (Dorota Zawadzka-Stępniak)	8
Wstęp	9

CZĘŚĆ I. ZAGADNIENIA TECHNOLOGICZNE I SEKTOROWE

Rozdział 1. Główne megatrendy i narzędzia doboru technologii w zarządzaniu transformacją energetyczną (<i>Joanna Kulczycka, Paweł Skowroński, Grzegorz Tchorek</i>)	15
Rozdział 2. Nowe technologie w transformacji energetycznej (<i>Jakub Kupecki, Ewa Andruszków, Marcin Blesznowski, Krystian Machaj</i>)	34
Rozdział 3. Odnawialne źródła energii w systemie elektroenergetycznym (<i>Stefan Wójtowicz, Magdalena Olender-Skorek</i>)	56
Rozdział 4. Transport i mobilność w ujęciu historycznym i współczesnym (<i>Filip Targowski, Stefan Wójtowicz, Tadeusz Sochacki</i>)	73
Rozdział 5. Sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce (<i>Marcin Laskowski, Dorota Jeziorowska</i>)	92

CZĘŚĆ II. ZAGADNIENIA FINANSOWE, PRAWNE I POLITYCZNE

Rozdział 6. Wyzwania sektora bankowego w finansowaniu transformacji energetycznej (<i>Filip Świtała</i>)	113
Rozdział 7. Zielone obligacje – moda czy instrument realizacji celów klimatycznych (<i>Marta Postuła, Wojciech Chmielewski</i>)	129
Rozdział 8. Ryzyko polityczne w łańcuchu dostaw paliwa jądrowego – perspektywa Polski, (<i>Waldemar Koziół</i>)	149
Rozdział 9. Aspekty prawne transformacji klimatycznej w kontekście roli samorządu terytorialnego (<i>Piotr Mikusek</i>)	170

Część III. ZAGADNIENIA LOKALNE, ORGANIZACYJNE I SPOŁECZNE

Rozdział 10. Adaptacja miast do zmian klimatu (<i>Barbara Rajkowska</i>)	188
Rozdział 11. Strategia zrównoważonej organizacji (<i>Tomasz Rosiak</i>)	204
Rozdział 12. Społeczne i edukacyjne aspekty ochrony środowiska i transformacji energetycznej (<i>Michał Niewiadomski</i>)	224

Słowo wstępne

Szanowni Państwo,
transformacja energetyczna to jedno z najważniejszych wyzwań współczesnego świata. Wspólnie czynimy wysiłki dla osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r., realizując ambitne cele redukcji emisji gazów cieplarnianych i ochrony klimatu.

Jest to nie tylko spełnienie ciężących na nas zobowiązań międzynarodowych, ale przede wszystkim inwestycja w zdrowie obywateli, czyste środowisko, bezpieczeństwo energetyczne i nowoczesną, konkurencyjną gospodarkę, która przyciąga inwestycje z całego świata. Już dziś widoczne są efekty wielu zrealizowanych projektów i zadań. Rozwój odnawialnych źródeł energii oraz poprawa efektywności energetycznej dają impuls gospodarce: kreują nowe miejsca pracy, sprzyjają innowacjom, obniżają koszty energii oraz eksploatacji budynków objętych termomodernizacją, a także zmniejszają zanieczyszczenia. Wszyscy na tym skorzystamy.

Przemiany, które są jeszcze przed nami, niosą ze sobą również wyzwania: społeczne, organizacyjne, technologiczne i finansowe. Regiony, dotąd zależne od sektorów wysokoemisyjnych, potrzebują wsparcia w tworzeniu miejsc pracy i przekwalifikowaniu pracowników. Tylko wtedy, gdy będziemy dbać o sprawiedliwą transformację, zmiany zyskają akceptację społeczną, a ich rezultaty: czystsze powietrze, tańsza energia i lepsza jakość życia – będą korzystne dla wszystkich.

Sukces transformacji wymaga ścisłej współpracy rządu, samorządów, biznesu, nauki i obywateli. Niezbędne jest inwestowanie w naukę, edukację i rozwój kompetencji – potrzebujemy kadr z różnych dziedzin, które poprowadzą Polskę ku neutralności klimatycznej.

Publikacja pt. *Wybrane aspekty transformacji klimatycznej i energetycznej* stanowi cenny wkład w debatę nad przyszłością polityki klimatyczno-energetycznej. Gorąco zachęcam do lektury, ufając, że będzie ona inspiracją do dalszych wspólnych działań na rzecz zielonej i klimatycznie neutralnej Polski. Jednocześnie wyrażam satysfakcję, że publikacja, podobnie jak projekt studiów podyplomowych realizowanych na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, zyskały dofinansowanie NFOŚiGW.

Paulina Henning-Kłoska
Minister Klimatu i Środowiska

Słowo wstępne

Świat, w którym żyjemy, zmienia się w tempie wymagającym od nas odpowiedzialności, wiedzy i odwagi. Kryzys klimatyczny oraz transformacja energetyczna to wyzwania, które nie pozostawiają miejsca na bierność. Ich oddziaływanie obejmuje wszystkie obszary naszego życia – od gospodarki i prawa, przez naukę i technologię, aż po codzienne wybory obywateli i instytucji.

Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, w ramach działań na rzecz edukacji ekologicznej, wspiera zarówno inicjatywy podnoszące świadomość społeczną, jak i przedsięwzięcia kształcące specjalistów odpowiedzialnych za wdrażanie polityki klimatycznej i energetycznej w Polsce. Jednym z takich projektów są studia podyplomowe realizowane na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego pod nazwą **„Polityka klimatyczna i zarządzanie ochroną środowiska oraz transformacją energetyczną w wymiarze lokalnym”**, dofinansowane ze środków NFOŚiGW.

Zwieńczeniem pierwszej edycji studiów była konferencja zorganizowana w lutym 2025 roku, objęta honorowym patronatem Ministerstwa Klimatu i Środowiska, z udziałem przedstawicieli NFOŚiGW i innych znamienitych gości. Spotkanie to stało się symbolicznym podsumowaniem wspólnej drogi – łączenia teorii z praktyką, wymiany doświadczeń i budowania języka, w którym o wyzwaniach transformacji energetycznej można mówić w sposób zrozumiały i odpowiedzialny.

Książka, która trafia w Państwa ręce, stanowi efekt tej pracy. Zawarte w niej analizy, refleksje i studia przypadków pokazują, jak szeroki i wieloaspektowy jest proces transformacji oraz jak istotne jest współdziałanie wielu środowisk w celu dążenia do osiągnięcia neutralności klimatycznej. To publikacja, która nie tylko porządkuje wiedzę, lecz także inspirowa do poszukiwania własnych rozwiązań i odwagi w podejmowaniu decyzji.

Pragnę podziękować Wydziałowi Zarządzania UW, wszystkim wykładowcom i słuchaczom za ich zaangażowanie i wkład w realizację tego przedsięwzięcia. Dzięki wspólnemu wysiłkowi udało się stworzyć przestrzeń, w której nauka, praktyka i odpowiedzialność społeczna łączą się w działaniu na rzecz przyszłych pokoleń.

Dorota Zawadzka-Stępnia

Prezes Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Wstęp

W obliczu postępujących zmian klimatycznych i narastających problemów środowiskowych przestawienie gospodarek na niskoemisyjne źródła energii oraz stworzenie przyjaznych środowisku systemów transportowych staje się globalnym priorytetem. Realizacja celów porozumienia paryskiego oraz globalnej *Agendy na rzecz zrównoważonego rozwoju* wymaga skoordynowanych działań. Obecnie wiele państw zobowiązało się do znaczącego zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii w miksie energetycznym. Niemniej jednak emisje gazów cieplarnianych nadal utrzymują się na wysokim poziomie i rosną. Przyczynami tego zjawiska są przede wszystkim zwiększająca się światowa populacja i rozwijająca się globalna gospodarka. Oba te czynniki w nieunikniony sposób generują zwiększone zapotrzebowanie na energię i mobilność. Niesie to ze sobą presję wywieraną na systemy energetyczne i transportowe, które powinny być nie tylko wydajne, lecz także czyste, w rozumieniu emisyjności, oraz dostępne, w tym finansowo. Z kolei zmiany klimatyczne, które przynoszą zagrożenia w postaci pożarów, powodzi, fal upałów itp. niebezpiecznych zjawisk, wymagają dostosowań w modernizowanej lub nowo tworzonej infrastrukturze. Adaptacja do zmian klimatycznych to działanie, które musi nam stale towarzyszyć.

Wszystkie te zjawiska: adaptacja, transformacja energetyczna i w zakresie mobilności, niosą ze sobą zarówno wyzwania, jak i szanse. Inwestycje w czyste technologie sprzyjają innowacjom, tworzeniu nowych miejsc pracy i poprawie jakości życia (choćby dzięki redukcji zanieczyszczeń powietrza). Dla państw oraz społeczności lokalnych zmiany te mogą oznaczać niezależnienie od dostawców i cen paliw kopalnych oraz zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego (choćby pojawia się ryzyko uzależnienia od innych dostawców). Jednocześnie transformacja wymaga ogromnych nakładów finansowych, modernizacji infrastruktury oraz dostosowań społecznych. Kluczowe jest zatem zaangażowanie sektorów zarówno publicznego – przez skuteczne polityki, regulacje i wsparcie inwestycji – jak i prywatnego, który wnosi kapitał, technologie i efektywność działania. Połączenie tych zasobów może przynieść postęp we wdrażaniu transformacji.

Proces przechodzenia ku gospodarce niskoemisyjnej ma charakter interdyscyplinarny – obejmuje kwestie technologiczne, ekonomiczne, prawne, środowiskowe i społeczne. Wymaga on koordynacji działań od poziomu globalnego

(w ramach międzynarodowych porozumień klimatycznych i współpracy między państwami) po lokalny (poprzez inicjatywy miast, samorządów, wspólnot energetycznych oraz zmianę nawyków konsumentów). Tylko integracja perspektyw makro, mezo i mikro, łączenie strategii globalnych z oddolnymi działaniami, pozwoli skutecznie zrealizować cele zrównoważonego rozwoju, wypełnić zobowiązania klimatyczne, ale także rozwiązywać lokalne problemy związane z adaptacją do ryzyka klimatycznego.

Monografia, którą oddajemy do rąk Czytelnika, również ma interdyscyplinarny charakter, czemu zwykle towarzyszy różnorodność stylów i podejść autorów. W kolejnych rozdziałach autorzy – naukowcy i praktycy – dzielą się swoją wiedzą i spostrzeżeniami na temat polityki klimatycznej, transformacji energetycznej oraz wyzwań z tym związanych, ukazując te zagadnienia z różnych perspektyw. Pięć pierwszych rozdziałów koncentruje się na aspektach technologicznych i sektorowych. Druga część monografii, na którą składają się cztery rozdziały, została poświęcona w głównym stopniu aspektom finansowemu, prawnym, ale także ekonomicznym i politycznym. Trzecia część to spojrzenie na omawiane zagadnienia z perspektywy lokalnej (miejskiej), organizacyjno-zarządczej oraz społecznej i kulturowej.

W **rozdziale pierwszym** podjęto temat globalnych megatrendów, które kształtują współczesną transformację energetyczną. Jego autorzy identyfikują kluczowe procesy, takie jak elektryfikacja gospodarki, rozwój energetyki rozproszonej, magazynowanie energii oraz zwiększanie efektywności energetycznej. Omawiane są w nim także narzędzia doboru technologii służących dekarbonizacji, z uwzględnieniem ich gotowości technologicznej i komercyjnej oraz otoczenia instytucjonalnego, które wpływa na tempo dyfuzji innowacji.

Rozdział drugi poświęcony został nowym technologiom jako fundamentowi transformacji energetycznej. Autorzy koncentrują się przede wszystkim na obszarach zastosowania wodoru niskoemisyjnego i paliw syntetycznych w różnych gałęziach przemysłu. Przedstawiają poziomy gotowości technologicznej oraz komercyjnej, a także przeszkody w procesie dojrzewania i wdrażania innowacyjnych rozwiązań w obszarze produkcji i magazynowania energii.

W **rozdziale trzecim** uwagę skoncentrowano na roli odnawialnych źródeł energii w systemie elektroenergetycznym oraz wyzwaniach związanych z ich integracją z funkcjonującą siecią. Autorzy analizują problem konieczności przystosowania infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej oraz zmian w strukturze odbiorców, w tym wzrost roli prosumentów. W rozdziale tym przedstawiono także zagrożenia wynikające z niestabilności energii pochodzącej ze źródeł OZE oraz wynikającą z tego potrzebę rozwoju magazynów energii.

Kolejny, **czwarty rozdział** poświęcono tematyce mobilności, wychodząc od historii transportu, a kończąc na współczesnych wyzwaniach, wynikających

z konieczności ograniczenia emisji gazów cieplarnianych i ogólnie zmniejszenia presji transportu na środowisko naturalne. Szczególna uwaga została skierowana na rozwój elektromobilności, technologii wodorowych oraz alternatywnych paliw, które mają wspierać proces dekarbonizacji sektora transportowego. Autorzy podkreślają również rolę infrastruktury ładowania, integracji różnych środków transportu i planowania przestrzennego w osiąganiu celów zrównoważonego transportu. Wskazano na znaczenie podejścia systemowego i wieloźródłowego do transformacji mobilności.

W **rozdziale piątym** omówiono kluczowe wyzwania dla sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Autorzy wskazują, że jest to obszar o strategicznym znaczeniu dla dekarbonizacji gospodarki. Podkreślają istotność aktualnych wyzwań związanych z wysokim udziałem paliw kopalnych, koniecznością modernizacji sieci ciepłowniczych i dostosowania ich do odpowiednich standardów. Autorzy zwracają również uwagę na znaczenie źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego czy też inteligentnych systemów zarządzania energią ciepłą w tym obszarze, jako narzędzi służących osiągnięciu celów transformacji. Akcentują także potrzebę reform regulacyjnych i inwestycji wspierających przejście sektora na model niskoemisyjny.

Rozdział szósty otwiera część drugą monografii, poświęconą aspektom finansowym, prawnym i politycznym. Podjęto w nim problematykę wyzwań, jakie stoją przed sektorem bankowym w kontekście finansowania transformacji energetycznej. Autor porusza kwestie ryzyka kredytowego, regulacji finansowych oraz adaptacji obecnych modeli oceny inwestycji do wymogów zrównoważonego rozwoju. Wskazuje na rolę banków w mobilizacji środków na zielone inwestycje oraz konieczność współpracy sektora finansowego z administracją publiczną. Zwraca również uwagę na znaczenie edukacji finansowej i rozwoju narzędzi analitycznych wspierających ocenę projektów ESG.

Rozdział siódmy dotyczy istotnej kwestii, jaką jest poszukiwanie źródeł finansowania inwestycji niezbędnych do przeprowadzenia transformacji. Jego autorzy analizują zielone obligacje jako instrument finansowania transformacji energetycznej i działań przyjaznych klimatowi. Omawiają ich cechy, mechanizmy emisji, regulacje prawne oraz znaczenie dla pozyskiwania kapitału na cele zrównoważonego rozwoju. W rozdziale poruszono również problem transparentności i wiarygodności emisji w kontekście przeciwdziałania zjawisku tzw. greenwashingu.

Rozdział ósmy porusza kwestie łańcucha dostaw paliwa jądrowego w kontekście budowy energetyki atomowej w Polsce, która może być remedium na ograniczenie emisji gazów cieplarnianych. Jednak o ile dużo mówi się o uzależnieniu od dostawców paliw kopalnych, o tyle warto mieć świadomość, że także korzystanie z energii atomowej wymaga dostaw surowca. Autor przedstawia problematykę

ryzyka politycznego w łańcuchu dostaw paliwa jądrowego z perspektywy bezpieczeństwa energetycznego Polski. Charakteryzuje uwarunkowania geopolityczne, zależności surowcowe oraz zagrożenia wynikające z koncentracji produkcji technologii jądrowych poza Europą. Podkreśla konieczność budowania niezależnych i zdywersyfikowanych kanałów dostaw i strategiczne znaczenie planowania energetyki jądrowej w warunkach obecnych napięć międzynarodowych.

Drugą część książki zamyka **rozdział dziewiąty** poświęcony aspektom prawnym polityki klimatycznej z perspektywy funkcjonowania samorządu terytorialnego w Polsce. Autor wskazuje na konieczność dostosowania lokalnych polityk publicznych do zmieniających się wymogów legislacyjnych w zakresie ochrony środowiska. Spójność między regulacjami na różnych poziomach (krajowym, unijnym, międzynarodowym) oraz potrzeba budowania zdolności instytucjonalnej w administracji lokalnej to wyzwania, na które zwraca szczególną uwagę. Wskazuje również na rolę prawa jako narzędzia wspierającego efektywną i sprawiedliwą transformację na poziomie lokalnym.

W **rozdziale dziesiątym**, który otwiera jednocześnie **trzecią część monografii**, poruszono temat adaptacji miast do zmian klimatu. Autorka przedstawia strategie, które mają na celu zwiększenie odporności infrastruktury miejskiej, poprawę komfortu życia mieszkańców oraz przeciwdziałanie skutkom ekstremalnych zjawisk pogodowych. Omawiane są takie rozwiązania jak błękitno-zielona infrastruktura, zrównoważona gospodarka wodna czy planowanie przestrzenne zorientowane na adaptację. Zwrócono także uwagę na konieczność zaangażowania społeczności lokalnych i integracji działań sektorowych w tym obszarze.

Autor **rozdziału jedenastego** omawia strategię zrównoważonego zarządzania w organizacjach, koncentrując się na wdrażaniu koncepcji ESG (*Environmental, Social, and Governance* – środowisko, społeczeństwo i ład korporacyjny), jako istotnego instrumentu na drodze do osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju i budowania pozytywnego wizerunku organizacji. W swojej pracy analizuje m.in. proces integracji celów zrównoważonego rozwoju z działalnością operacyjną i strategiczną przedsiębiorstw oraz instytucji. Wskazuje na rosnącą rolę przejrzystości, raportowania niefinansowego i dialogu z interesariuszami w budowaniu odpowiedzialnych modeli biznesowych. Istotne znaczenie przypisuje także kulturowym i edukacyjnym aspektom wdrażania transformacji ESG.

Rozdział dwunasty został poświęcony społecznym i edukacyjnym aspektom transformacji klimatyczno-energetycznej. Jego autor podkreśla, jak istotna jest rola samych mieszkańców (konsumentów), dobrze przygotowanej i poprowadzonej edukacji ekologicznej w osiągnięciu celów transformacji ener-

tycznej, dbałości o środowisko (zrównoważony rozwój) i przeciwdziałania zmianom klimatu. Przedstawia mechanizmy podnoszenia świadomości społecznej, budowania kompetencji ekologicznych i promowania zachowań prośrodowiskowych. W rozdziale podkreślono też znaczenie partycypacji społecznej i działań oddolnych dla trwałości zmian. Podsumowując, transformacja została ukazana jako proces nie tylko technologiczny, lecz również kulturowy i edukacyjny.

Tak skomponowana monografia odzwierciedla złożoność i wieloaspektowość procesu transformacji energetycznej, choć, ze względów oczywistych, dotyczy tylko niewielkiej części problemów, z jakimi się mierzy. W poszczególnych rozdziałach autorzy łączą perspektywę międzynarodową i krajową, wskazując zarówno na globalne trendy (megatrendy) i rekomendacje, jak i na specyficzne uwarunkowania polskie. Całość daje interdyscyplinarną perspektywę na szanse i wyzwania związane z przechodzeniem ku gospodarce niskoemisyjnej – przez poruszenie kwestii technologicznych, finansowych, organizacyjnych, prawnych i społecznych – przy czym autorzy podkreślają, że tylko skoordynowane działania wszystkich interesariuszy, od poziomu lokalnego po globalny, pozwolą osiągnąć cele klimatyczne i zapewnić zrównoważony rozwój.

Publikacja powstała w ramach projektu pn. ***Polityka klimatyczna i zarządzanie ochroną środowiska oraz transformacją energetyczną w wymiarze lokalnym***, dofinansowanego ze środków NFOŚiGW i realizowanego na Wydziale Zarządzania UW w latach 2023–2025.

Głównym celem projektu była realizacja studiów podyplomowych. Pierwszą edycję studiów ukończyło w lutym 2025 r. blisko 50 osób z Warszawy i województwa mazowieckiego, ale również ze Szczecina, Krakowa, Poznania, Lublina, Rzeszowa, Tych, Wrocławia, Wałbrzycha. To osoby aktywne zawodowo uczestniczące w transformacji energetycznej bądź się do niej przygotowujące, związane z samorządami lokalnymi i administracją rządową, agendami rządowymi, światem nauki i biznesu oraz organizacjami pozarządowymi.

Grupa studentów stanowiła bardzo ambitną, barwną i różnorodną społeczność, której podstawową cechą była chęć krytycznego podejścia do diskutowanych zagadnień transformacji w sposób kompleksowy, przez analizę różnorodnych jej aspektów. We wspólnej pracy grupa za kluczową wartość uznawała zdolność do osiągnięcia porozumienia za sprawą otwartości, szacunku i rzeczowej argumentacji. Dzięki temu wypracowała zdolność do zbliżania często skrajnych spojrzeń na różnorodne kwestie dotyczące transformacji.

Obok wspnianiałych studentów mieliśmy grono doskonałych wykładowców – to 42 osoby mające bardzo duże doświadczenie – zarówno dydaktyczne, jak i powiązane z praktyką życia gospodarczego i transformacji energetycznej. To

specjaliści swoich dziedzin, inżynierowie, profesorowie, prezesi, dyrektorzy. Część z tych osób udało się zaprosić do współpracy przy niniejszej publikacji. Przedstawione w niej treści odzwierciedlają więc zarówno wiedzę i doświadczenie autorów, jak i różnorodny głos studentów wybrzmiewający we wspólnych dyskusjach.

dr hab. Grzegorz Tchorek
dr Michał Kołtuniak

CZĘŚĆ I. ZAGADNIENIA TECHNOLOGICZNE I SEKTOROWE

ROZDZIAŁ 1

Główne megatrendy i narzędzia doboru technologii w zarządzaniu transformacją energetyczną¹

Prof. dr hab. JOANNA KULCZYCKA

AGH w Krakowie, Wydział Zarządzania

kulczycka@agh.edu.pl

ORCID: 0000-0002-4377-5506

doc. dr inż. PAWEŁ SKOWROŃSKI

Instytut Techniki Ciepłej, Wydział Mechaniczny Energetyki i Lotnictwa Politechniki Warszawskiej

pawel.skowronski@pw.edu.pl

dr hab. GRZEGORZ TCHOREK

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

tchorek@wz.uw.edu.pl

ORCID: 0000-0003-0307-7639

Streszczenie

W rozdziale scharakteryzowane zostały główne megatrendy w zakresie transformacji sektora energii. Podjęto problem wyzwań, jakie stoją w obszarze wdrożenia do praktyki technologii dekarbonizacyjnych, które w wielu przypadkach pozostają niegotowe do upowszechnienia. Jednocześnie wybór technologii nisko- i zeroemisyjnych jest jednym z kluczowych obszarów kształtowania polityki energetycznej, klimatycznej i środowiskowej, przemysłowej, a także regionalnej i lokalnej. Wdrożenie technologii wykracza poza obszar technologiczny i wymaga aktywnego podejścia do kształtowania środowiska komercjalizacji, jak również do kontekstu prawnego, organizacyjnego i społecznego.

Słowa kluczowe: dekarbonizacja, elektryfikacja, gotowość technologiczna, energetyka rozproszona, polityka energetyczna, zrównoważona energetyka.

¹ Autorzy są członkami Państwowej Rady Ochrony Środowiska powołanej przez ministra właściwego ds. klimatu, a koncepcja tekstu powstała w ramach prac grupy roboczej zajmującej się aspektami technologicznymi transformacji energetycznej PROŚ.

1. Główne megatrendy w dekarbonizacji sektora energii

Wśród głównych megatrendów (globalnych i długoterminowych procesów) w zakresie zmian w sektorze elektroenergetycznym w produkcji, magazynowaniu, przesyłach, dystrybucji i wykorzystaniu energii oraz sektorach powiązanych można wyróżnić:

- 1) **poprawę efektywności użytkowania energii** rozumianą jako: a) zwiększenie skali oszczędności i zmniejszenie marnotrawstwa energii, b) zastosowanie narzędzi opomiarowania i zarządzania popytem i podażą – *smart city*, *smart grid*, BMS (*Building Management System*), oraz nowoczesnych materiałów i rozwiązań, np. do izolacji budynków. Pozwoli to ograniczać zużycie energii i zasobów;
- 2) **dalszą elektryfikację szeroko definiowanej energetyki**, rozumianą jako: a) wzrost roli systemu elektroenergetycznego w pokrywaniu potrzeb grzewczych, w szczególności zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń i celów sanitarnych oraz dalszą elektryfikację transportu, czyli zastąpienie pojazdów napędzanych silnikami spalinowymi przez pojazdy elektryczne b) rozbudowę zarówno rozproszonych zeroemisyjnych źródeł energii (źródeł odnawialnych), jak i dużych jednostek niskoemisyjnych – jądrowych, oraz generatorów energii elektrycznej opartych na paliwach pochodnych, np. wodorze;
- 3) **zwiększenie skali magazynowania energii**, rozumiane jako: a) wielkoskalowe i sezonowe (długoterminowe) magazynowanie energii, b) krótko- i średnioterminowe magazynowanie energii. Wzrost znaczenia magazynowania energii jest szczególnie ważny w warunkach dużego udziału w systemie nisterowalnych źródeł OZE;
- 4) **rozwój sieci elektroenergetycznej przesyłowej i dystrybucyjnej**, zwiększenie zdolności przesyłowych, dostosowanie do współpracy ze źródłami rozproszonymi, co pozwoli zmniejszyć skalę strat energii wynikających z tzw. redysponowania mocy, czyli ograniczeń i przerw w odbiorze energii z OZE (tzw. *curtailment*);
- 5) **racjonalne wykorzystanie surowców**, rozumiane jako zabezpieczenie i dywersyfikacja dostaw, wdrożenie technologii recyklingu surowców krytycznych i strategicznych, koniecznych do rozwoju wielu nowych technologii sprzyjających dekarbonizacji oraz modeli gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). W obszarze GOZ istotne jest również wykorzystanie odpadów do produkcji energii przy jednoczesnym zmniejszaniu emisyjności tych procesów;
- 6) **digitalizacja danych i cyfrowe zarządzanie procesami**, rozumiane jako wsparcie w procesie zarządzania na każdym etapie łańcucha wartości systemu energetycznego oraz nieodłączny element omawianych trendów. Opomiarowanie procesów i ich monitoring dający dostęp do danych w czasie rze-

czywistym będą sprzyjać sprawniejszemu zarządzaniu procesami w całym łańcuchu dostaw – produkcji, magazynowaniu, przesyłaniu i dystrybucja, oraz końcowemu wykorzystaniu energii;

7) bezpieczeństwo energetyczne, rozumiane jako bezpieczeństwo dostaw, bezpieczeństwo cyfrowe, i sprawiedliwa transformacja, której powodzenie będzie sprzyjało poparciu społecznemu dekarbonizacji i transformacji.

Dwa ostatnie z wymienionych megatrendów „przenikają” na wielu polach wymienione trendy i jednocześnie wykraczają poza tradycyjnie rozumiany sektor elektroenergetyczny, w związku z czym nie będą podlegać pogłębionej diagnozie. Poniżej przedstawiono kluczowe charakterystyki pięciu pierwszych zdefiniowanych megatrendów.

1.1. Efektywność energetyczna

Efektywność energetyczna rozumiana jako ograniczanie i eliminowanie strat energii, odzysk energii i uzyskiwanie wyższych sprawności urządzeń i procesów ma krytyczny potencjał w zakresie dekarbonizacji, bowiem może ograniczyć zużycie energii, a więc i zasobów (Gillingham i in., 2009).

Efektywność energetyczna może być rozpatrywana na kilku płaszczyznach jako:

- monitorowanie, opomiarowanie, zarządzanie, sterowanie zużyciem energii w budynkach i ekosystemach – BMS, *smart buildings*, *smart cities*;
- poprawa efektywności urządzeń i rozwiązań – wyższe sprawności przetwarzania, odzysk energii, produkcja skojarzona, itd.;
- efekt nawyków i zwyczajów konsumenckich oraz systemu zachęt i bodźców cenowych oddziałujących na stronę podażową i popytową na rynku energii zwiększających elastyczność i adaptacyjność.

Dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (*Energy Efficiency Directive*, EED), znowelizowana w 2023 r., ustanawia ramy prawne dla działań zwiększających efektywność. Planowana jest redukcja zużycia energii końcowej o 11,7% do 2030 r. względem prognoz z 2020 r. oraz osiąganie rocznej oszczędności energii w państwach członkowskich na poziomie co najmniej 1,49% rocznie w latach 2024–2030. Istotne znaczenie ma też obowiązkowa renowacja budynków publicznych na poziomie minimum 3% rocznie, poprzez termomodernizację budynków i redukcję potrzeb grzewczych. Dekarbonizacja ciepłownictwa powinna się wiązać z modernizacją budynków umożliwiającą znaczące zmniejszenie zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania pomieszczeń. Szacuje się, że możliwe jest ograniczenie zapotrzebowania na ciepło w mieszkalnictwie o około 15% do roku 2030 i o kolejne 15% do roku 2050. W tym zakresie istotne będą nowe technologie materiałowe poprawiające izolację. Ponadto węzły cie-

plownicze i wewnątrzbudynkowe instalacje grzewcze w budynkach zasilanych z sieci ciepłowniczych będą musiały być stopniowo dostosowywane do zasilania wodą sieciową o niskich parametrach temperaturowych (65°C/35°C). Działania skierowane są również do dużych przedsiębiorstw przez obowiązkowe audyty energetyczne oraz zwiększenie roli efektywności energetycznej jako priorytetu w planowaniu energetycznym (tzw. zasada *Efficiency First*).

1.2. Dalsza elektryfikacja procesów energetycznych

Elektryfikacja ciepłownictwa i transportu może być postrzegana jako kluczowy element transformacji energetycznej, wykraczający poza tradycyjne aspekty techniczne i technologiczne, integrujący źródła wytwórcze, infrastrukturę oraz nowoczesne technologie cyfrowe, sztuczną inteligencję i zaawansowane systemy cyberbezpieczeństwa (Du i in., 2022; Ohanu i in., 2024). Głównym celem tych przemian jest zmiana form wykorzystywanych nośników energii i docelowe zastąpienie węgla, gazu ziemnego oraz pochodnych ropy naftowej energią elektryczną pozyskiwaną ze źródeł zeroemisyjnych, przede wszystkim ze źródeł odnawialnych, a także biopaliw – biomasy stałej, biometanolu, biogazu.

Dalsza elektryfikacja procesów energetycznych oznacza, że energia elektryczna będzie podstawowym wytwarzanym, przesyłanym, dystrybuowanym i przede wszystkim podstawowym nośnikiem energii użytkowanym końcowo.

Rezygnacja z paliw kopalnych wiąże się m.in.:

- ze zmianami stosowanych technologii wytwarzania nośników energii, w szczególności energii elektrycznej i nośników ciepła. Docelowo będzie ona generowana w oparciu o OZE, energię jądrową i energię magazynowaną. Wycofywane z eksploatacji instalacje zasilane węglem będą zastępowane przez elektrownie i elektrociepłownie opalane gazem ziemnym;
- z koniecznością budowy nowej struktury stabilnego systemu elektroenergetycznego, w którym instalacje fotowoltaiczne i wiatrakowe będą współpracować z różnego rodzaju krótko- i długoterminowymi magazynami energii, instalacjami pobierającymi zmagazynowaną energię i wykorzystującymi ją do produkcji energii elektrycznej w celu bilansowania bieżącego zapotrzebowania mocy oraz stabilizacji częstotliwości;
- ze zmianą sposobu spełniania potrzeb grzewczych i zmianą sposobu zaspokajania zapotrzebowania na pracę mechaniczną, w szczególności pracę w transporcie, które obecnie są realizowane głównie z wykorzystaniem ropopochodnych paliw silnikowych;
- z budową systemu dystrybucji paliw pochodnych (np. amoniaku, wodoru lub innych), wytwarzanych z energii elektrycznej z OZE, m.in. w celu ich wykorzystania do zasilania pojazdów.

1.2.1. Elektryfikacja i restrukturyzacja ciepłownictwa

Transformacja ciepłownictwa stanowi istotny element procesu dekarbonizacji, który w Polsce wydaje się nawet ważniejszy niż w innych krajach UE, z uwagi na wysoki udział ciepłownictwa systemowego w pokrywaniu bytowych potrzeb grzewczych oraz nadal wysoki udział węgla w zasilaniu systemowych źródeł ciepła i indywidualnych kotłów grzewczych. Kluczowe wyzwania to nie tylko powszechne zastosowanie zeroemisyjnych źródeł ciepła, lecz także konieczne obniżenie temperatury wody sieciowej w systemach ciepłowniczych do standardów czwartej i piątej generacji (4-/5-GDH)² (EY, 2024). Konieczne jest również wykorzystanie ciepła odpadowego, magazynów ciepła, możliwość dwukierunkowej pracy sieci ciepłowniczej, jej wykorzystywanie do przesyłu chłodu i inteligentne zarządzanie systemami ciepłowniczymi, również w sposób zintegrowany z funkcjonowaniem systemu elektroenergetycznego i wreszcie termomodernizacja budynków oraz dostosowanie ich wewnętrznych instalacji grzewczych do zmienionych parametrów pracy.

W zdekarbonizowanym ciepłownictwie potrzeby grzewcze będą prawdopodobnie pokrywane z wykorzystaniem:

- pomp ciepła pracujących niezależnie lub przyłączonych do miejskich systemów ciepłowniczych, pobierających ciepło niskotemperaturowe z atmosfery, gruntu, wody, z wszelkich dostępnych źródeł ciepła odpadowego, z magazynów ciepła. Prawdopodobnie pompy ciepła staną się jednym z najbardziej popularnych urządzeń grzewczych;
- kotłów wodnych lub układów kogeneracyjnych opalanych biomasą i biogazem, w tym zarówno układów kogeneracyjnych o większych mocach, jak i mini- i mikrokogeneracyjnych;
- elektrociepłowni zasilanych paliwami pochodnymi (np. wodorem), które będą pracować przede wszystkim pod potrzeby bieżącego bilansowania mocy w systemie elektroenergetycznym, wykorzystując możliwości odprowadzenia wytwarzanego przy tym ciepła do sieci ciepłowniczej lub do magazynów ciepła i współpracując z zainstalowanymi w danym systemie innymi źródłami ciepła, np. pompami ciepła, których praca również może być zależna od bieżących warunków bilansu mocy w systemie elektroenergetycznym;
- dostępnych lokalnie geotermalnych źródeł ciepła;
- różnych typów magazynów ciepła, w tym tych zasilanych w technologii *power to heat*, również z ewentualnym wykorzystaniem pomp ciepła do ich ładowania i rozładowania.

² Geothermal District Heating to system, który dostarcza gorącą wodę lub parę z centralnej instalacji do wielu użytkowników za pośrednictwem sieci izolowanych rur, wykorzystując naturalne ciepło Ziemi do ogrzewania budynków mieszkalnych i komercyjnych.

W najbliższych latach, które mogą być określane jako pewnego rodzaju okres przejściowy w ciepłownictwie, duża część kotłów węglowych eksploatowanych dzisiaj w ciepłownictwie systemowym będzie zastępowana przez układy kogeneracyjne o różnej mocy, zasilane gazem ziemnym. Są to zarówno bloki gazowo-parowe w dużych elektrociepłowniach, jak i układy z turbinami gazowymi pracującymi w obiegu prostym oraz małe elektrociepłownie z silnikami tłokowymi. Znacząca część tych jednostek wytwórczych powinna zostać wybudowana z magazynami ciepła oraz w takiej technologii, w której będą one mogły generować energię elektryczną bez znaczących ograniczeń mocy również wówczas, gdy zapotrzebowanie na ciepło jest znikome lub w ogóle bez produkcji ciepła w kogeneracji. Pozwoli to na ich skuteczne wykorzystanie do bilansowania zapotrzebowania mocy przy zmiennej i niesterowalnej dyspozycyjności instalacji fotowoltaicznych i turbin wiatrowych. Niektóre bloki gazowo-parowe będą eksploatowane we współpracy z Operatorem Systemu Przesyłowego jako Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane. Takie rozwiązania będą prawdopodobnie stosowane przez najbliższe około 20 lat, do czasu uzyskania właściwego rozwoju metod bilansowania mocy i kontroli parametrów jakościowych energii elektrycznej produkowanej wyłącznie w OZE z ewentualnym wsparciem energetyki jądrowej. W okresie przejściowym paliwa konwencjonalne będą wykorzystywane również do zasilania ciepłowniczych wodnych kotłów szczytowych.

1.2.2. Elektryfikacja transportu

Przez elektromobilność i elektryfikację transportu rozumiemy upowszechnienie pojazdów napędzanych silnikiem elektrycznym zasilanych z baterii bądź wodoru oraz rozbudowę infrastruktury ładowania i zasilania pojazdów (Held i in., 2019).

Elektryfikacja transportu ma na celu zasilenia środków transportu:

- energią elektryczną dla pojazdów bateryjnych,
- wodorem (lub innymi paliwami pochodnymi) dla pojazdów z ogniwami paliwowymi.

Obie te technologie mogą być komplementarne, bowiem na etapie wykorzystania są zeroemisyjne i jednocześnie wychodzą naprzeciw różnorodnym potrzebom konsumentów. Technologia pojazdów bateryjnych jest dostępna w dużo większym stopniu i pozwala na dostęp do infrastruktury zasilania w niemal każdym miejscu (w przypadku, kiedy konsument godzi się na wolne ładowanie z gniazdka elektrycznego). Technologia wodorowa pozwala natomiast na szybkie tankowanie i relatywnie duże zasięgi w porównaniu do nawet najnowszych generacji pojazdów bateryjnych.

Elektryfikacja transportu wiąże się z koniecznością budowy infrastruktury zasilania pojazdów elektrycznych (baterijnych i wodorowych), takich jak:

- budowa sieci stacji ładowania samochodów elektrycznych i niezbędna rozbudowa sieci elektroenergetycznej średniego i niskiego napięcia;
- budowa sieci stacji ładowania pojazdów wodorem.

Warto jednak pamiętać, że w kontekście unijnych założeń dekarbonizacja transportu ma szansę dokonać się poprzez różnorodne technologie, również wykraczające poza elektryfikację. W dokumencie przygotowanym przez Instytut Energetyki – PIB oraz Wydział Zarządzania UW pn. *Elektromobilność i paliwa alternatywne w Polsce do 2030 roku z perspektywy rynkowej i regulacyjnej* (Tchorek, 2024) wskazane jest, że cel 29% udziału OZE w zużyciu energii na potrzeby transportu w 2030 r. będzie osiągany za pomocą różnych rozwiązań i paliw przez uwzględnienie biopaliwa, biogazu i biometanu (bio-LNG, bio-CNG), wodoru odnawialnego oraz energii odnawialnej na potrzeby pojazdów elektrycznych. Oznacza to, że w perspektywie 10–15 lat czeka nas duża różnorodność technologii paliw i właśnie dzięki tej różnorodności łatwiej będzie realizować cel niż tylko opierać się na jednym rozwiązaniu. W przypadku pojazdów elektrycznych i wodorowych istotne jest nie tylko to, aby je upowszechnić, lecz także by zasilać je z energii odnawialnej, a to jest już trudniejsze.

1.3. Magazynowanie energii

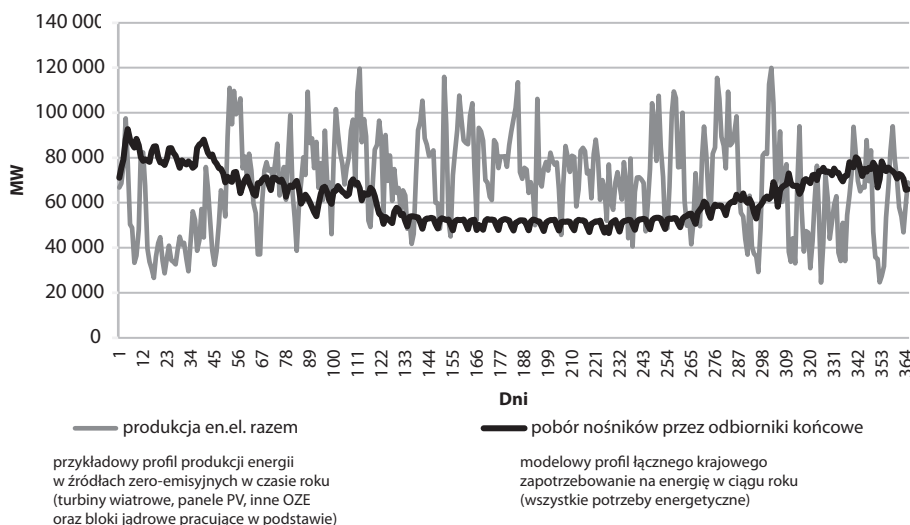
Jednym z głównych problemów związanych ze zmianą sposobu pozyskania energii ze źródeł konwencjonalnych na źródła OZE, które w swojej naturze nie gwarantują stałej mocy dyspozycyjnej, jest brak możliwości pełnoskalowego i długoterminowego magazynowania energii (Olabi, 2017). Jeżeli energia pierwotna jest pozyskiwana w dużej skali w siłowniach wiatrowych i instalacjach fotowoltaicznych, to niezbędne jest magazynowanie wytwarzanej w nich energii elektrycznej lub jej przekształcanie w inne formy energii, które można magazynować. Dotyczy to zarówno godzinowych/kilkudniowych okresów, jak i jej przechowywania sezonowego – w cyklu rocznym – ładowania magazynów latem (w tym magazynów ciepła) i rozładowywania zimą (por. rysunek 1.1).

Niesterowalność i sezonowość źródeł OZE, które mają być coraz ważniejszym elementem miks energetycznego wymaga – w celu stabilizowania systemu – dwóch procesów:

- elastycznego przesuwania zużycia energii na czas, w którym jest ona produkowana w dużych ilościach – tzw. inspirowane rynkowo zwiększenie zużycia;
- przechowywania energii pozyskiwanej w okresach jej nadpodaży na okresy, kiedy zapotrzebowanie na energię wzrośnie, czyli magazynowanie.

Im więcej OZE jest w systemie, tym elastyczność podaży energii jest mniejsza, jeśli rozwojowi OZE nie towarzyszy adekwatny rozwój zdolności magazynowania energii. W zakresie popytu mamy przestrzeń do zwiększenia elastyczności, jeśli odpowiednio nim zarządzamy – np. zwiększając produkcję dóbr, kiedy energia jest tania (tzw. magazynowanie w produkcji). Właściwe jest zaistnienie tych dwóch kanałów jednocześnie (w proporcjach zależnych od lokalnego miksu produkcyjno-konsumpcyjnego), niemniej magazynowanie energii powinno wystąpić nawet wtedy, kiedy jesteśmy w stanie w 100% (teoretycznie) dopasować popyt do podaży, choćby ze względów bezpieczeństwa. Magazynowanie energii stanowi fundament stabilnego, nisko- i zeroemisijnego systemu elektroenergetycznego z istotną rolą OZE.

Rysunek 1.1. Przykładowy profil produkcji i zużycia energii w cyklu rocznym



Źródło: Skowroński i in. (2020).

Z punktu widzenia odbiorców i całego systemu dla zapewnienia ciągłości dostępu do energii źródła OZE wymagają, wobec swojej chimerycznej natury, elastycznego stabilizatora, który może zastąpić produkcję z OZE w momencie niedoboru energii ze słońca i wiatru. Taką funkcję mogą pełnić elektrownie zasilane przejściowo gazem ziemnym, a docelowo jego zdekarbonizowaną formą: biometanem (biogazem), bądź magazynowanymi paliwami pochodnymi (wodór produkowany z energii elektrycznej wytworzonej z OZE, amoniak, inne). Alternatywą są magazyny elektrochemiczne, kinetyczne lub magazynujące energię potencjalną, które są w stanie zasilić system z przechowywanej energii wcześniej pozyskanej z OZE. Nie jest możliwe zastąpienie elektrowni konwencjonalnych

przez farmy wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne bez towarzyszących ich rozwojowi inwestycji w magazyny energii i instalacje wytwarzające energię elektryczną na bazie energii zmagazynowanej.

Dotychczas rozwój OZE w Polsce był możliwy dzięki temu, że ich niestabilna produkcja jest bilansowana produkcją energii elektrycznej w konwencjonalnych elektrowniach węglowych, eksploatowanych z coraz większą zmiennością obciążenia, do czego elektrownie te nie były jednak pierwotnie przystosowane. Ograniczenia dynamiki zmiany obciążenia węglowych bloków parowych i czas wymagany do ich rozruchu powodują, że bez budowy magazynów energii dalsze zwiększenie mocy zainstalowanej w instalacjach PV i turbinach wiatrowych będzie skutkować zmniejszeniem efektywności tych inwestycji, ze względu na konieczność ich okresowego wyłączania dla zachowania możliwości bieżącego bilansowania zapotrzebowania mocy w systemie elektroenergetycznym.

Energia wykorzystywana do celów grzewczych będzie magazynowana również w:

- wielkoskalowych sezonowych magazynach ciepła (typu „pit” – podziemne magazyny wodne),
- naziemnych zbiornikach wodnych – magazynach ciepła mniejszej pojemności przeznaczonych do magazynowania krótkoterminowego (dobowego).

1.4. Przesył i dystrybucja

Przesyłanie i dystrybucja energii elektrycznej w Polsce stają obecnie przed wieloma fundamentalnymi wyzwaniem, determinowanymi przez dynamiczną transformację sektora energetycznego. Kluczowym problemem operacyjnym jest integracja rosnącej liczby rozproszonych źródeł energii odnawialnej, która wymaga radykalnej adaptacji infrastruktury sieciowej oraz zapewnienia jej stabilności i niezawodności w nowych warunkach. Obserwuje się konieczność znaczących inwestycji w modernizację i rozbudowę sieci, aby sprostać zarówno wymagom technicznym integracji OZE, jak i rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną (Forum Energii, 2025a). Aspekty ekonomiczne, w tym funkcjonowanie rynku energii i mechanizmy kształtowania cen, stanowią dodatkowe wyzwania, wpływające na rentowność i stabilność operacyjną przedsiębiorstw energetycznych (Niedziółka, 2018).

Wzrost udziału OZE w systemie energetycznym prowadzi do nowych wyzwań dla sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Aby skutecznie integrować rozproszone źródła energii, konieczne jest zwiększenie zdolności przesyłowych, elastyczności, stabilności i jakości dostaw, a także rozwój inteligentnych systemów zarządzania (Łapszyński, 2023; Mahela i in., 2024). Inwestycje w inteligentne sieci, zaawansowane zarządzanie energią i systemy magazynowania są zatem

nie tylko technologiczną koniecznością, lecz także strategicznym kierunkiem budowy przyszłych, bezpiecznych i zrównoważonych systemów energetycznych (Khani i in., 2024).

Zmiana struktury wytwarzania energii elektrycznej i zmiana sposobu pokrywania potrzeb energetycznych w ciepłownictwie i transporcie wymagają:

- rozbudowy sieci przesyłowej w krajowym systemie elektroenergetycznym w celu umożliwienia odbioru mocy z morskich farm wiatrowych (i potencjalnie z elektrowni jądrowej zlokalizowanej na wybrzeżu) i przesyłu energii do centralnych i południowych regionów kraju. Może to zostać wykonane przez:
 - zwiększenie zdolności przesyłowych istniejących i budowę nowych linii 400 kV – szczególnie linii przebiegających w kierunku Północ–Południe lub
 - budowę mostu prądu stałego łączącego Pomorze Środkowe i rejon Śląska,
- dostosowania sieci niskiego i średniego napięcia do odbioru energii wytwarzanej w źródłach rozproszonych, a w szczególności,
 - zabezpieczenie sieci przed okresowymi wzrostami napięcia wywołanymi przez indywidualne instalacje PV podłączone do tych samych sieci lokalnych. Może to zostać wykonane za pomocą transformatorów z podnapięciową zmianą przekładni, podłączenie akumulatorów, przebudowę fragmentów sieci itd.,
- dostosowania (wzmocnienia) sieci średniego i niskiego napięcia do zwiększonych odbiorów mocy z tytułu stosowania energii elektrycznej do ładowania samochodów elektrycznych oraz do napędu pomp ciepła,
- zastosowania półprzewodnikowych systemów stabilizacji napięcia i częstotliwości (wobec redukowanej mocy wirującej), rozwoju technologii nadprzewodnictwa do przesyłu i dystrybucji energii,
- rozbudowy funkcjonalności sieci inteligentnych, w tym do sprzedaży energii z taryfami dynamicznymi.

1.5. Zapewnienie i racjonalne wykorzystanie surowców, GOZ, recykling

Transformacja w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ) stanowi kluczowe wyzwanie współczesnej polityki, opierając się na zrównoważonym wykorzystaniu surowców pierwotnych, intensywnym rozwoju rynków surowców wtórnych oraz kompleksowej implementacji modeli cyrkularnych (Kulczycka, 2019). Mimo istnienia strategicznych ram transformacji, zdefiniowanych w rządowych dokumentach (Rada Ministrów, 2019), sektor mierzy się z palącymi problemami związanymi z gospodarką odpadami, gdzie skala niewykorzystanego potencjału recyklingowego jest znacząca (Moskwik i in., 2020). Wskazuje się na realne ryzyko nieosiągnięcia przez Polskę ambitnych celów recyklingu nałożonych przez Unię Europejską, co stanowi istotne zagrożenie dla transfor-

macji (NIK, 2025). Dodatkowo, zapewnienie bezpieczeństwa dostaw surowców krytycznych, z uwzględnieniem ich klasyfikacji i metodologii wyznaczania, pozostaje priorytetem strategicznym w globalnym łańcuchu dostaw (Galos i in., 2021). Efektywna realizacja celów GOZ wymaga zatem interdyscyplinarnego podejścia, łączącego innowacje technologiczne, nowe modele biznesowe oraz spójne regulacje, niezbędne dla pełnej transformacji sektora energetycznego i gospodarki do roku 2050 (Forum Energii, 2025b).

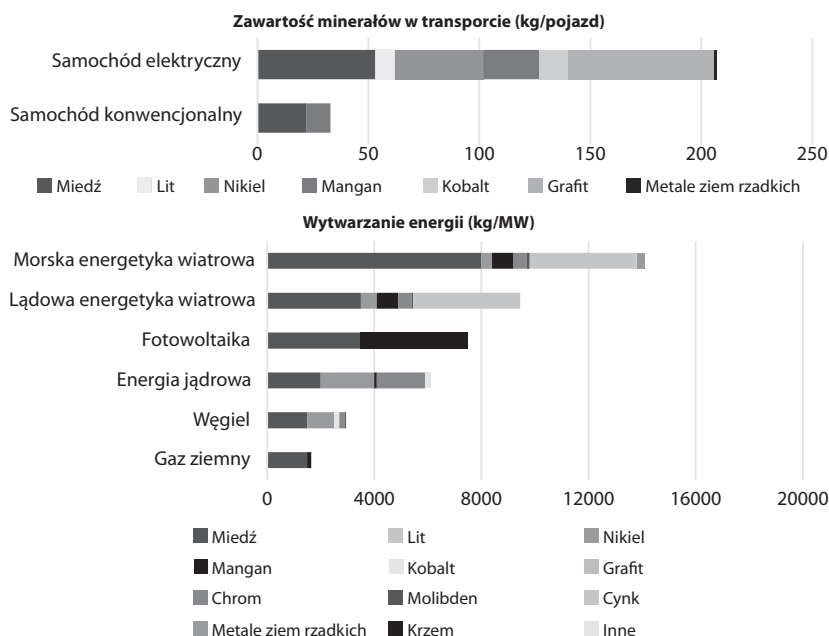
Zmiana struktury wytwarzania i użytkowania energii elektrycznej wymaga:

- uwzględnienia dostępności i roli krytycznych surowców w budowie gospodarki nisko- i zeroemisyjnej,
- dywersyfikacji źródeł dostaw,
- rozwoju umiejętności i technologii recyklingu oraz zwiększenia jego sprawności,
- poszukiwania substytutów, nowych rozwiązań, technologii, nawyków użytkowania produktów i usług itd.,

W warunkach realizacji zadań własnych związanych z gospodarką odpadową istotnej roli nabiera GOZ i możliwość ponownego wykorzystania odpadów.

Problem dostępności surowców krytycznych jest szczególnie ważny w przypadku technologii i rozwiązań nisko-/zeroemisyjnych, które wymagają ich znacznego zaangażowania (por. rysunek 1.2).

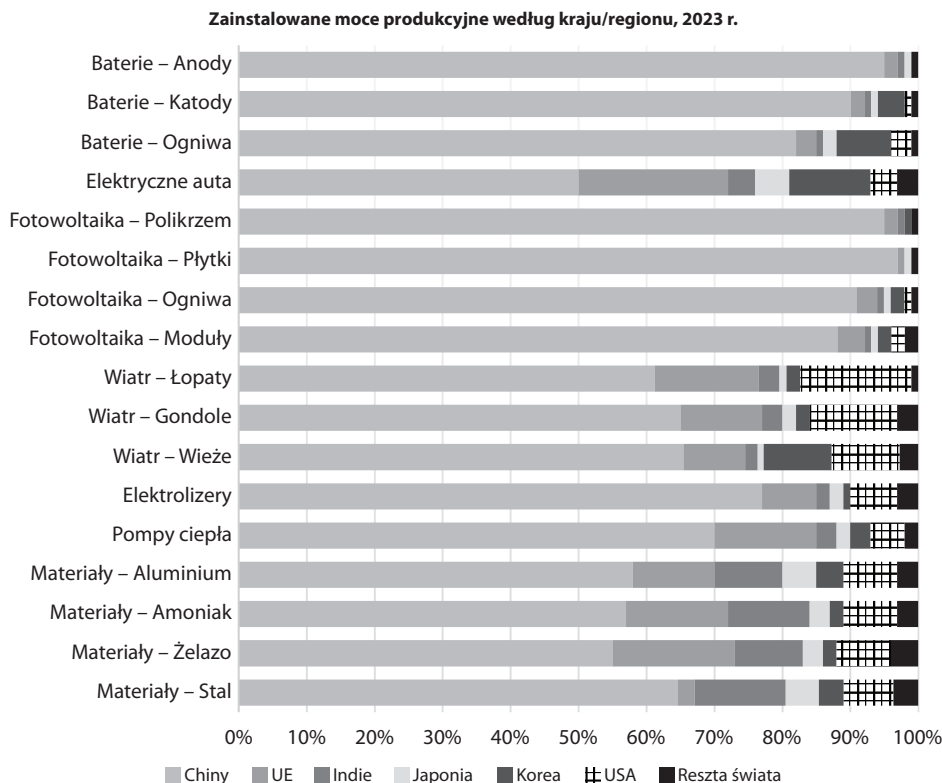
Rysunek 1.2. Zużycie minerałów w wybranych technologiach



Źródło: Kim i in. (2021).

Pewnym problemem w kontekście realizacji procesów dekarbonizacji jest jednak fakt, że istotna część surowców krytycznych i strategicznych oraz zdolności produkcyjnych w zakresie technologii wykorzystywanych w procesie transformacji znajduje się we władaniu i w jurysdykcji krajów pozaeuropejskich (por. rysunek 1.3).

Rysunek 1.3. Moce produkcyjne technologii w pochodzenia geograficznego



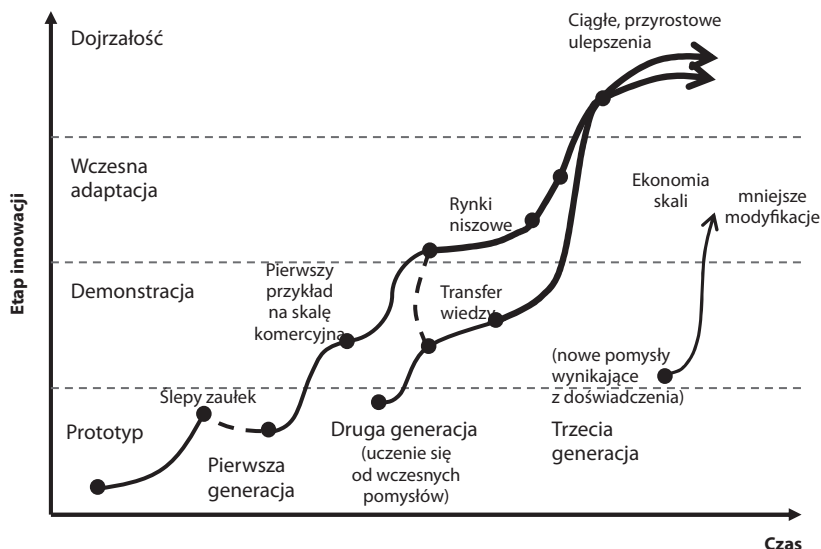
Źródło: Energy Technology Perspectives, IEA, 2024.

2. Zarządzanie procesem wdrażania technologii

Według Międzynarodowej Agencji Energii (International Energy Agency, IEA) dostępność rozwiązań, które pozwalają na realizację założeń transformacji i dekarbonizacji wynosi jedynie ok. 30% dojrzałych technologii, które są potrzebne na drodze do osiągnięcia neutralności klimatycznej. Pozostałe 70% to: w ok. 30% technologie znajdujące się w fazie prototypu lub demonstracji, w ok. 40% technologie, które nie zostały jeszcze wdrożone na masową skalę.

Oznacza to, że proces dojrzewania tych technologii do pełnej dyfuzji i upowszechnienia będzie rozciągnięty w czasie (por. rysunek 1.4).

Rysunek 1.4. Cztery etapy innowacji technologicznych, sprzężenia zwrotne i efekty uboczne, które poprawiają kolejne generacje projektów



Źródło: Energy Technology Perspectives (2020).

Jeśli przyjąć liczby IEA za prawdopodobne, to wyzwania technologiczne (rozumiane nie tylko jako gotowość technologiczna, lecz także szerzej – biorąc pod uwagę nakłady na komercjalizację, rozwój rynku, zapewnienie legislacji, zapewnienie poparcia społecznego itd.) oznaczają:

- istotną rolę B+R w zakresie podnoszenia gotowości technologicznej rozwiązań, projektów pilotażowych i wdrożeń w zakresie uczenia się, skalowalności itd.;
- konieczność komercjalizacji technologii, która jest procesem etapowym związanym z nakładami CAPEX, OPEX, z testowaniem technologii w kolejnych jej generacjach, prowadząc do poprawy sprawności i efektywności;
- wysoką niepewność co do czołowych technologii przyszłości i ryzyk z tym związanych z uwagi m.in. na bardzo rozbudowaną gamę technologii nisko- i zeroemisyjnych aspirujących do zastosowania;
- konieczność podejścia scenariuszowego, w tym w zakresie możliwości implementacji poszczególnych technologii w czasie.

Proces dyfuzji technologii jest szczególnie podatny na ryzyka związane z tzw. dolinami śmierci, które mogą występować na wielu etapach rozwoju. Główną cha-

rakterystyką tzw. doliny śmierci jest fakt, że produkt lub technologia pochłania znaczne nakłady finansowe, nie generując jeszcze wystarczających przychodów, by zapewnić stabilność finansową w perspektywach średnio- i długoterminowej.

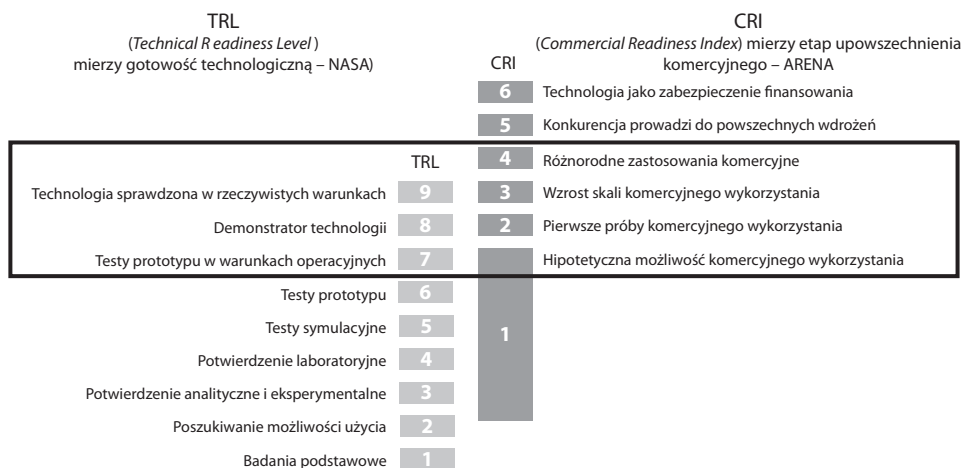
Jednocześnie doskonałość modelu biznesowego, według którego komercjalizowana jest technologia, często przychodzi dopiero w kolejnych generacjach technologii, które mogą, w zależności od sektora i technologii, rozwinąć się w perspektywie od kilku lat (np. technologie cyfrowe) do kilku dekad (np. technologie jądrowe).

2.1. Gotowość technologii do wdrożenia

Złożoność procesu transformacji i dekarbonizacji oraz wyzwania w zakresie implementacji różnorodnych technologii niosą ze sobą pytanie dotyczące tego, jakie są kluczowe czynniki sukcesu wdrożenia innowacyjnych technologii.

W odniesieniu do oceny perspektyw na bazie zobiektywizowanych miar (porównywalnych międzynarodowo, rozpoznawalnych i akceptowalnych) jedyną, która jest najczęściej używana, i cytowana, jest TRL (*Technical Readiness Level*), wypracowana przez amerykańską NASA w późnych latach 70. XX w. (Mankins, 2009) (por. rysunek 1.5).

Rysunek 1.5. Wskaźniki TRL i CRI



Źródło: Bruno i in. (2020).

Poniżej przedstawiono bardziej rozbudowaną metodykę zaproponowaną przez Vika i in. (2021), która jest oparta na wartościowym zestawie pytań pozwalającym ocenić poziom gotowości w kilku wymiarach, które powinny zostać uwzględnione w zakresie kompleksowego procesu upowszechnienia technologii (por. tabela 1.1).

Tabela 1.1. Oceny poziomów gotowości

	TRL – Technology	MRL – Market	RRL – Regulatory	ARL – Acceptance	ORL – Organizational	RL
A	Czy technologia jest w pełni rozwinięta/dojrzała i gotowa do użycia?	Czy produkt jest dostępny na rynku za pomocą określonego modelu biznesowego?	Czy użytkowanie i produkcja technologii są bezproblemowe pod względem regulacyjnym?	Czy użytkowanie i produkcja technologii są ogólnie społecznie akceptowalne?	Czy technologia może być używana bezproblemowo razem z istniejącymi technologiami?	9
B	Czy technologia została przetestowana i zweryfikowana na szeroką skalę?	Czy popyt na produkt jest stabilny i rośnie?	Czy użytkowanie i produkcja technologii spełniają ogólne wymagania?	Czy użytkowanie technologii jest postrzegane jako wątpliwe wśród marginalnych grup interesów?	Czy technologia jest dostosowana do procesów pracy i/lub innych technologii?	8
C	Czy technologia została przetestowana i zweryfikowana w naturalnym środowisku?	Czy na rynku występował regularny popyt na produkt?	Czy niezbędne zezwolenia/zgody są łatwe do szybkiego uzyskania?	Czy technologia jest postrzegana jako wątpliwa w niektórych częściach sektora?	Czy potrzebne są tylko niewielkie zmiany organizacyjne?	7
D	Czy prototyp został przetestowany i zweryfikowany w odpowiednim (dla swojego działania) środowisku?	Czy produkt był sprzedawany w małych ilościach?	Czy prawdopodobne jest uzyskanie niezbędnych zezwoleń/zgod?	Czy technologia jest postrzegana jako wątpliwa przez kilku aktorów w sektorze?	Czy potrzebne są znaczące zmiany organizacyjne, aby móc używać technologii?	6
E	Czy podstawowe komponenty zostały przetestowane razem i zweryfikowane w laboratorium/symulowanym środowisku?	Czy jest opisany model biznesowy?	Czy użytkowanie technologii będzie wymagać łatwego dostępnego zezwolenia?	Czy technologia jest postrzegana jako wątpliwa wśród kluczowych aktorów w sektorze?	Czy istnieje plan integracji technologii z istniejącymi procesami pracy?	5
F	Czy kluczowe elementy technologiczne zostały przetestowane i zweryfikowane pojedynczo?	Czy popyt na rynku i idea zostały potwierdzone przez klientów i uczestników rynku?	Czy użytkowanie technologii będzie wymagać trudnych w pozyskaniu zezwoleń/zgod?	Czy technologia jest postrzegana jako wątpliwa wśród grup ludności?	Czy opisano potencjalną integrację i adaptację technologii?	4
G	Czy koncepcja została jasno zademonstrowana i opisana?	Czy popyt na rynku i produkt zostały opisane?	Czy użytkowanie technologii będzie wymagać zmian regulacyjnych?	Czy technologia jest postrzegana jako bardzo wątpliwa wśród grup ludności?	Czy sformulowano pomysły dotyczący integracji/adaptacji?	3
H	Czy pomysł jest wyraźnie opisany?	Czy sformulowano pomysły dotyczący potrzeby i rozwiązania technologicznego?	Czy użytkowanie technologii będzie wymagać zmian prawnych?	Czy technologia budzi kontrowersje wśród dużego fragmentu populacji?	Czy integracja z istniejącymi procesami pracy jest niejasna lub problematyczna?	2
I	Czy określony pomysł technologiczny został sformulowany?	Czy istnieje pomysł dotyczący potrzeby rynkowej?	Czy aspekty prawne i regulacyjne technologii są nieprzewidywalne/nieznane?	Czy technologia będzie postrzegana jako nielegalna lub społecznie nieakceptowalna?	Czy technologia będzie stanowiła fundamentalne zerwanie z istniejącymi procesami pracy?	1

Źródło: Vik i in. (2021).

Kryteria doboru technologii na poziomie mezo i makro

O ile powyższa metodyka ma wyraźnie dominujący charakter w zakresie spojrzenia mikroekonomicznego (od strony podmiotu chcącego wytworzyć i wdrożyć technologię), o tyle na poziomie sektorów i na poziomie makroekonomicznym wciąż brakuje prób uporządkowanego spojrzenia, jak systemowo zarządzać procesem transformacji energetycznej, klimatycznej i dekarbonizacji.

Tymczasem złożoność tego procesu sprawia, że dla kształtowania różnych polityk, systemu wsparcia i komercjalizacji technologii konieczne jest zdefiniowanie scenariuszy (mapy drogowej) wdrożeń poszczególnych technologii i zarządzanie tym procesem. Powinno to sprzyjać znalezieniu optymalnego modelu transformacji klimatycznej i energetycznej w odniesieniu do zestawu technologii nisko- i zeroemisyjnych skatalogowanych pod względem kryteriów technicznych, ekonomicznych, dostępności surowców i zasobów oraz zgodności z ideą zrównoważonego rozwoju, warunków środowiskowych i społecznych, i dostosowania tego procesu do lokalnych możliwości i celów.

3. Technologie – kryteria doboru i wsparcia

Poniżej przedstawiono najważniejsze postulaty w zakresie zdefiniowania kryteriów, które można uwzględnić w procesie wyboru technologii dekarbonizacyjnych i które powinny również służyć celom ekonomicznym i społecznym lokalnych ekosystemów i gospodarki.

W zakresie kryteriów środowiskowych konieczne są:

- identyfikacja skali redukcji śladu węglowego i środowiskowego wzdłuż pełnego cyklu życia poszczególnych technologii;
- identyfikacja technologii zwiększających dostępność różnorodnych zasobów – technologie wydłużania cyklu życia i wielokrotnego użytkowania produktów, zdolność do recyklingu itd.;
- identyfikacja różnorodnych efektów zewnętrznych i ubocznych w procesie implementowania technologii w perspektywie krótki i długoterminowej.

W zakresie kryteriów technologicznych konieczne są:

- zidentyfikowanie krajowego potencjału B+R w zakresie poziomu TRL technologii dekarbonizacyjnych;
- zidentyfikowanie krajowych technologii nisko- i zeroemisyjnych o wysokim poziomie dojrzałości B+R oraz gotowości do komercjalizacji;

- ocena dostępności technologii krajowych i zdolność do redukcji luki technologicznej względem liderów technologicznych poprzez adaptację, patenty, licencje, współpracę międzynarodową itd.;
- zdolności konkurencyjne krajowego ekosystemu poszczególnych technologii, w tym zdolność do importu technologii i wiedzy.

W zakresie kryteriów ekonomicznych istotne są:

- zdolność do sfinansowania rozwoju i wdrożenia technologii;
- zdolność do tworzenia miejsc pracy w sektorze i usług przy dostarczaniu zdefiniowanych technologii;
- zdolność do wytworzenia wysokiej wartości dodanej i wykorzystania tzw. *local content* (krajowej wartości dodanej) w różnorodnych sektorach;
- wpływ produkcji krajowej/importu technologii na bilans dochodów fiskalnych;
- wpływ produkcji krajowej/importu technologii na bilans handlowy i płatniczy;
- zdolność organizacyjna do wdrożeniowej technologii podmiotów krajowych na rynku lokalnym i międzynarodowym.

W zakresie kryteriów społecznych istotne jest zidentyfikowanie:

- aspektów społecznych i zdrowotnych wytwarzania i zastosowania określonych technologii, w tym efektów zewnętrznych wdrożenia technologii;
- warunków brzegowych społecznej akceptacji dla zmian, zdolności do zmiany sposobu wykorzystania energii, zwyczajów zakupowych itd.

4. Podsumowanie

Transformacja energetyczna jest wieloaspektowym i interdyscyplinarnym procesem, który będzie trwał przez wiele lat, a obecnie, z perspektywy jego rezultatów rozumianych jako dekarbonizacja, bądź bardziej ambitnie, jako neutralność technologiczna, jesteśmy na jego początku.

W procesie dekarbonizacji czeka nas wiele przemian związanych z całym łańcuchem wartości energetyki w zakresie wytwarzania energii, jej magazynowania, przesyłania i dystrybucji oraz wykorzystania. Jednocześnie w procesie tym polityka energetyczna, klimatyczna i środowiskowa powinny stać się kluczowym elementem polityki przemysłowej kraju, której celem z jednej strony powinna być mitygacja ryzyk, które mogą towarzyszyć odejściu od paliw kopalnych (restrukturyzacja sektorów), a z drugiej zaś zwiększenie korzyści z przejścia na technologie nisko- i zeroemisyjne (możliwość rozwoju nowych dziedzin aktywności i twórczości).

Krytyczna jest identyfikacja czołowych technologii zeroemisyjnych pozwalająca na uwzględnienie krajowego potencjału ludzkiego, technologicznego, organizacyjnego, finansowego, geograficznego itd., która pozwoli na programowanie systemu wsparcia technologii adekwatnie do możliwości produkcyjnych i adaptacyjnych krajowego przemysłu.

Niniejszy tekst jest próbą podjęcia dyskusji w zakresie planowania i zarządzania transformacją energetyczną oraz próbą zaproponowania kryteriów, według których technologie dekarbonizacyjne będą wytwarzane i implementowane.

Bibliografia

- Bruno, I., Lobo, G., Covino, B.V., Donarelli, A., Marchetti, V., Panni, A.S., Molinari, F. (2020). Technology readiness revisited: A proposal for extending the scope of impact assessment of European public services. W: *Proceedings of the 13th International Conference on Theory and Practice of Electronic Governance (ICEGOV 2020)* (s. 369–380). ACM. <https://doi.org/10.1145/3428502.3428552>
- Du, D., Zhu, M., Li, X. (2022). A Review on Cybersecurity Analysis, Attack Detection, and Attack Defense Methods in Cyber-Physical Power Systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*. <https://doi.org/10.35833/MPCE.2021.000604>
- EY. (2024). *Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce*. Pozyskano z: <https://go.ey.com/4erjE1O>
- EY. (2025). *Branża ciepłownicza pod presją dekarbonizacji*. Pozyskano z: <https://go.ey.com/45PaGdl>
- Forum Energii. (2025a). *Polskie sieci 2040. Gotowe na 90 GW OZE*. Pozyskano z: <https://www.forum-energii.eu/polskie-sieci-2040>
- Forum Energii. (2025b). *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2025*. Pozyskano z: <https://www.forum-energii.eu/transformacja-energetyczna-polski-edycja-2025>
- Galos, K., Lewicka, E., Burkowicz, A. (2021). Nowa metodyka wyznaczania surowców kluczowych, strategicznych i krytycznych dla polskiej gospodarki. *Przegląd Geologiczny*, 69(10), 654–665.
- Gillingham, K., Newell, R.G., Palmer, K. (2009). Energy efficiency economics and policy. *Annual Review of Resource Economics*, 1(1), 597–619. <https://doi.org/10.1146/annurev.resource.102308.124234>
- Held, T., Gerrits, L. (2019). On the road to electrification – A qualitative comparative analysis of urban e-mobility policies in 15 European cities. *Transport Policy*, 81, 12–23. <https://doi.org/10.1016/j.tranpol.2019.05.014>
- IEA. (2024). *Energy Technology Perspectives*. Pozyskano z: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2024>
- IEA. (2024). *International Energy Agency, Energy Technology Perspectives*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2024>
- IEA. (2020). *Energy Technology Perspectives*. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>

- Khani, M., Moghaddam, M.S., Noori, T., Ebrahimi, R. (2024). Integrated energy management for enhanced grid flexibility: Optimizing renewable resources and energy storage systems across transmission and distribution networks. *Heliyon*, 10(20), e120854. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e120854>
- Kim, T.-Y. i in. (2021). *The Role of Critical Minerals in Clean Energy Transitions*. International Energy Agency. Pozyskano z <https://www.iea.org/reports/the-role-of-critical-minerals-in-clean-energy-transitions>
- Kulczycka, J. (2019). *Gospodarka o obiegu zamkniętym w polityce i badaniach naukowych*. Kraków: IGSMiE PAN.
- Łapszyński, R. (2023). *Zarządzanie rozwojem sieci wobec wyzwań zielonej elektryfikacji*. Warszawa: Instytut Reform.
- Mankins, J.C. (2009). Technology readiness assessments: A retrospective. *Acta Astronautica*, 65(9–10), 1216–1223.
- Mahela, O.P., Khan, B. (red.). (2024). *Renewable Energy Integration in Utility Grids: Advances in Power Quality, Protection, Stability, and Flexibility*. Elsevier.
- Moskwik, K., Krupa, K., Roszkowski, M. (2020). *Odpady – palący problem czy cenny zasób?* Warszawa: Instytut Jagielloński.
- Niedziółka, D. (2018). *Funkcjonowanie polskiego rynku energii*. Warszawa: Difin.
- NIK. (2025). *Porażka w gospodarowaniu odpadami – Polska może nie wywiązać się z unijnych zobowiązań*. Pozyskano z: <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/ochrona-srodowiska/gospodarowanie-odpadami.html>
- Ohanu, C.P., Rufai, S.A., Oluchi, U. C. (2024). A comprehensive review of recent developments in smart grid through renewable energy resources integration. *Heliyon*, 10(3), e25705. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2024.e25705>
- Olabi, A.G. (2017). Renewable energy and energy storage systems. *Energy*, 136, 1–6. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.07.054>
- Rada Ministrów. (2019). *Mapa drogowa transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym*. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/rada-ministrow-przyjela-projekt-mapy-drogowej-goz>
- Skowroński, P. i in. (2020). *Raport Czyste Ciepło*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. Pozyskano z <https://bip.mos.gov.pl/energetyka/>
- Tchorek, G. (red.) (2024). *Elektromobilność i paliwa alternatywne w Polsce do 2030 roku z perspektywy rynkowej i regulacyjnej, Raport Wydziału Zarządzania UW oraz Instytutu Energetyki IEN*. Pozyskano z: <https://ien.com.pl/images/konferencje/Elektromobilność-i-paliwa-alternatywne-w-Polsce.pdf> (dostęp: 17.08.2025).
- Vik, J., Melås, A.M., Stræte, E.P., Søråa, R.A. (2021). Balanced readiness level assessment (BRLa): A tool for exploring new and emerging technologies. *Technological Forecasting and Social Change*, 169, 120854. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2021.120854>

ROZDZIAŁ 2

Nowe technologie w transformacji energetycznej

prof. dr hab. inż. JAKUB KUPECKI

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

National Fuel Cell Research Center, University of California, Irvine, Irvine, US

Jakub.Kupecki@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-2736-3031

mgr inż. EWA ANDRUSZKÓW

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

ewa.andruszkow@ien.com.pl

ORCID 0009-0004-6334-1483

dr inż. MARCIN BLESZNOWSKI

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Marcin.Blesznowski@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-2788-7847

dr inż. KRYSTIAN MACHAJ

Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy

Thermal Engines and Energy Systems Group, DESTEC, University of Pisa, Pisa, Italy

Krystian.Machaj@ien.com.pl

ORCID 0000-0003-0580-561X

Streszczenie

Rozdział przedstawia bieżące trendy i wyzwania transformacji energetycznej w kierunku dążenia do neutralności klimatycznej. Autorzy zaprezentowali podstawowe obszary zastosowania wodoru niskoemisyjnego i paliw syntetycznych w różnych gałęziach przemysłu. Omówione zostały technologie z grupy power-to-X, które umożliwiają konwersję energii elektrycznej oraz strumieni procesowych, w tym ciepła odpadowego, na paliwa syntetyczne, które zyskują rolę nowych wektorów transformacji gospodarki w kierunku znaczącej redukcji emisji.

Autorzy przedstawili i omówili przykładowe łańcuchy wartości istniejących dzisiaj rozwiązań technicznych, a także zarysowali możliwe przyszłościowe kierunki. Istotnym komponentem

tem rozdziału jest omówienie łańcucha wartości amoniaku, który może stanowić ważny nośnik energii i substrat, którego produkcja w Polsce odpowiada za istotną część wytwarzania wodoru i emisji związanymi z tym procesem.

Słowa kluczowe: technologie wodorowe, paliwa syntetyczne, power-to-X, dekarbonizacja, amoniak, wodór.

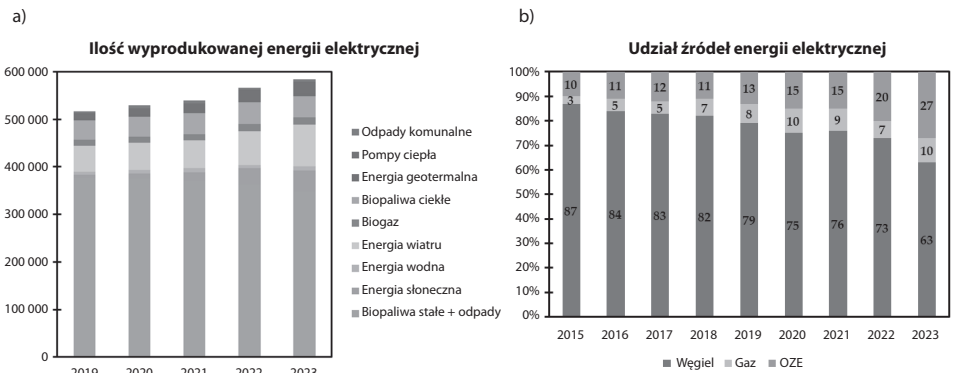
1. Wstęp

Rosnąca presja na redukcję emisji CO₂ oraz niestabilność geopolityczna skłaniają do poszukiwania niskoemisyjnych i ekonomicznie opłacalnych technologii zapewniających niezależność energetyczną. Transformacja klimatyczna i dekarbonizacja gospodarki wymagają rozwiązań neutralnych środowiskowo w całym łańcuchu wartości. Wyczerpywanie zasobów paliw kopalnych i ich eksploatacja prowadzą do degradacji środowiska oraz nasilenia zmian klimatycznych. Ograniczenie negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko wymaga czasu i znacznych nakładów finansowych. Motorem rozwoju niskoemisyjnych technologii są zarówno unijne regulacje, jak i kurczące się zasoby naturalne. Wzrost gospodarczy i rozwój przemysłu powodują rosnące zapotrzebowanie na energię, surowce i wodę. Utrzymywanie obecnego modelu rozwoju może prowadzić do utraty konkurencyjności i wzrostu emisji. Konieczny jest rozwój OZE i technologii dekarbonizujących procesy energochłonne.

W polskiej energetyce ostatnie dwie dekady to wzrost produkcji z OZE, a w ostatnich latach dominowały źródła wiatrowe i słoneczne. W 2023 r. udział OZE w produkcji energii przekroczył 25%. Zgodnie z KEPiK i PEP2040 planowany jest wzrost udziału OZE do 47% w 2030 r. i 73% w 2040 r., w ramach strategii *Net Zero by 2050*. Ilość wytworzonej energii w latach 2019–2023 oraz jej źródła ukazane są na rysunku 2.1.

Do 2040 r. główny wzrost w produkcji energii w Polsce ma dotyczyć źródeł słonecznych i wiatrowych, szczególnie morskich farm wiatrowych. Kluczową zmianą będzie także wdrożenie energetyki jądrowej, która ma pokrywać około 22% rocznego zapotrzebowania na energię (zob. tabela 2.1). Zgodnie ze scenariuszem MKiŚ moc zainstalowana w OZE wzrośnie z 50 GW w 2030 r. do 88 GW w 2040 r., przy czym produkcja energii wzrośnie z 95 TWh do 125 TWh. Wzrost mocy jest znacznie większy niż wzrost produkcji, co oznacza niewykorzystany potencjał OZE. Szacuje się, że w 2040 r. rezerwa produkcyjna wyniesie 70 TWh. Energia ta może zostać wykorzystana m.in. do rozwoju technologii wodorowych, wspierając przemysł i gospodarkę.

Rysunek 2.1. a) Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej w latach 2019–2023; b) udział źródeł energii elektrycznej w polskim miksie energetycznym



Źródło: PSE, GUS (GUS, 2023; PSE, 2023).

Tabela 2.1. Przewidywany miks energetyczny źródeł niekonwencjonalnych w Polsce w 2030 r. oraz 2040 r. zgodnie ze Scenariuszem nr 3 strategii rozwoju polskiej energetyki do 2040 r.

	Moc zainstalowana, GW		Produkcja energii elektrycznej, TWh			
	2030	2040	2030	Rezerwa 2030	2040	Rezerwa 2040
Słońce	27,0	45,0	25	1,7	29	18
Wiatr – ląd	5,9	18,0	22	1,7	44	29
Wiatr – morze	14,0	20,0	34	3,0	34	23
Biomasa/Biogaz	2,5	3,4	10		14	
Woda	1,0	1,4	2		2,5	
Suma	50,4	87,8	93	6,4	123,5	70
Atom	0,3	7,8	1		55	

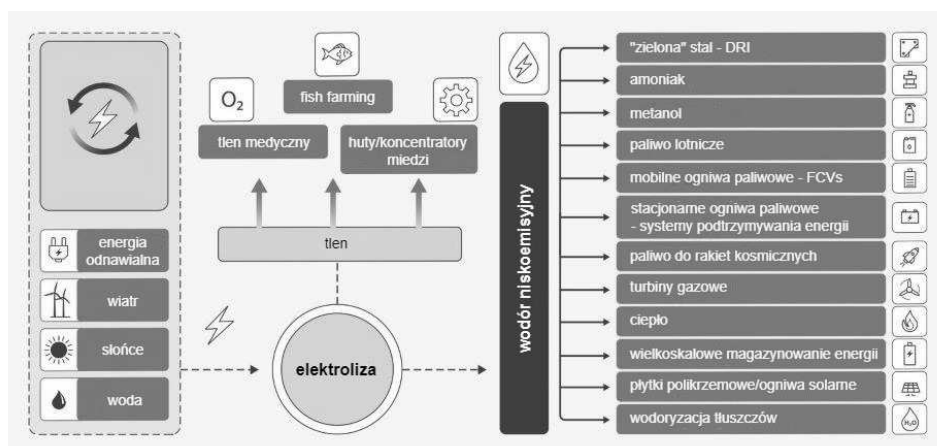
Źródło: KPEiK/PEP2040 (MKiŚ, 2023).

2. Transformacja energetyczna – zero- i niskoemisyjne technologie dekarbonizacyjne

Zero- i niskoemisyjne technologie są nieodzownym elementem prowadzenia skutecznej transformacji energetycznej oraz dekarbonizacji wysokoemisyjnych procesów, w szczególności wysokotemperaturowych. Dostępnych jest wiele metod, których gotowość technologiczna pozwala na zaimplementowanie do istniejących ciągów produkcyjnych. Część z nich wykazuje duży potencjał wdrożeniowy, jednak wymagają one dalszego rozwoju, ponieważ nie osiągnęły jeszcze pełnej dojrzałości, wymaganej do masowej komercjalizacji. Na szczególną

uwagę zasługują technologie wodorowe, które obejmują swym zakresem produkcję, magazynowanie, transport wodoru oraz jego zastosowanie, łącząc się w łańcuch wartości gospodarki wodorowej (rysunek 2.2). Szerokie spojrzenie na cały łańcuch wartości wodoru pozwala na określenie kosztów, zysków oraz przewag konkurencyjnych w różnych kryteriach oceny technologii.

Rysunek 2.2. Podstawowe obszary zastosowania wodoru niskoemisyjnego w różnych gałęziach przemysłu z uwzględnieniem możliwego zagospodarowania tlenu



Źródło: opracowanie własne.

Z analizy przeprowadzonej przez zespół pod redakcją G. Tchorka (Tchorek i in., 2023) wynika, że w zależności od przyjętego wariantu (bazowy lub rozszerzony) rozwoju i dekarbonizacji przemysłu z wykorzystaniem wodoru wymagane jest zapewnienie jego produkcji na poziomie od 189,5 do 211,4 tys. ton wodoru RFNBO (ang. *renewable fuels of non-biological origin*) rocznie, co pozwoli wypełnić zobowiązania wynikające z dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. (dalej RED III). Spełnienie tego wymogu nie będzie możliwe bez zapewnienia energii elektrycznej z OZE na poziomie 10,42 TWh (wariant bazowy) lub 11,62 TWh (wariant rozszerzony). Istotnym aspektem jest to, iż instalacje do wytwarzania wodoru RFNBO muszą być zasilane przez przeznaczoną do tego instalację OZE, w myśl zasady dodatkowości. Nie można zatem korzystać z nadwyżek produkowanej energii w już istniejących instalacjach OZE. Potencjalna luka finansowa dla realizacji celu RFNBO w przemyśle (RED III) wynosi zatem od 26 mld PLN do 29 mld PLN (Tchorek i in., 2023).

Zdiagnozowane ryzyko finansowe i technologiczne narzuca zastosowanie podejścia sekwencyjnego, celem jego mitygacji. Z tego względu w pierwszym

etapie transformacji przewiduje się wykorzystanie istniejącej infrastruktury magazynowania i dystrybucji paliw, takich jak amoniak, metanol czy metan, które są aktualnie wykorzystywane w procesach przemysłowych. Produkcja wymienionych paliw, zgodnie z kryteriami regulacyjnymi UE, powinna odbywać się z wykorzystaniem wodoru RFNBO.

3. Power-to-X

Jednym z istotnych kierunków rozwoju gospodarki w obszarze dekarbonizacji jest integracja sektorów i związana z nią produkcja paliw zero- oraz niskoemisyjnych w instalacjach Power-to-X (Kupecki i in., 2019; Martsinchyk i in., 2024). W koncepcji tej uwzględnia się bezpośrednio wykorzystanie energii elektrycznej pochodzącej ze źródeł o niskim śladzie węglowym, w szczególności OZE, do wytwarzania paliw dla szeregu zastosowań. Rozwój układów Power-to-X, pozwalających na integrację sektorów, przyczynia się do dywersyfikacji nośników energii oraz zwiększenia elastyczności połączonych systemów. Docelowo rozwiązanie to pozwoli płynnie zarządzać transformacją energetyki i przemysłu w kierunku niskoemisyjnej gospodarki lub gospodarki obiegu zamkniętego. W kolejnych podrozdziałach omówione zostały wybrane paliwa syntetyczne.

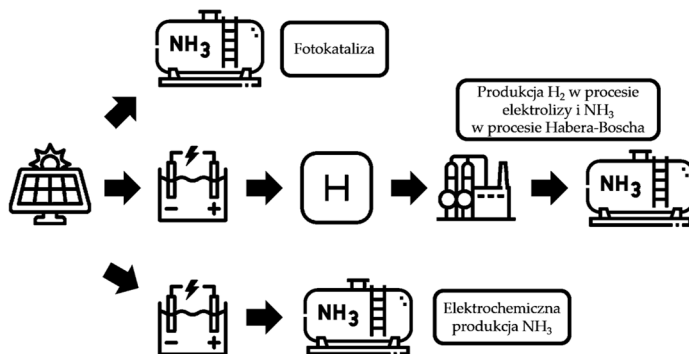
3.1. Amoniak

Amoniak (NH_3) to jeden z najważniejszych związków chemicznych wykorzystywanych w przemyśle. Co roku na całym świecie produkuje się go około 180 mln ton (Ojelade i in., 2023). Choć kojarzony jest głównie jako składnik nawozów, jego zastosowanie jest znacznie szersze – znajduje się w chłodziarkach, browarach, lekach, tworzywach sztucznych, a nawet materiałach wybuchowych (MacFarlane i in., 2020). Problem w tym, że produkcja amoniaku pochłania ogromne ilości energii – i to głównie tej pochodzącej z paliw kopalnych. W efekcie cały sektor odpowiada za około 1–2% światowych emisji dwutlenku węgla (IEA, 2021). Przykładowe sposoby produkcji amoniaku zostały pokazane na rysunku 2.3. Amoniak przyciąga dziś uwagę jako potencjalny nośnik wodoru – kluczowego pierwiastka przyszłości w kontekście transformacji energetycznej. W przeciwieństwie do wodoru amoniak jest łatwiejszy do magazynowania i transportu – może być skraplany taniej i efektywniej, a technologie do jego obsługi są już szeroko dostępne (Chorowski i in., 2023; Di Micco i in., 2024).

Amoniak to substancja silnie toksyczna – jego wykorzystanie jako paliwa wymagałoby bardzo rygorystycznych norm bezpieczeństwa. Ponadto, jeśli popyt na ten związek gwałtownie wzrośnie, może to zaburzyć dostawy dla rolnic-

stwa i wpłynąć na ceny żywności. Kluczowe pytanie brzmi: „Jak produkować amoniak w sposób bardziej przyjazny dla klimatu?”. Obecnie dominuje tzw. proces Habera-Boscha – wynaleziony jeszcze pod koniec XIX wieku. Polega on na syntezie azotu z wodorem w wysokiej temperaturze (400–600°C) i pod dużym ciśnieniem (10–30 MPa), przy użyciu katalizatora (Valera-Medina i in., 2021). Niestety, to proces bardzo energochłonny. Dlatego trwają intensywne prace nad nowymi technologiami. Jednym z kierunków są udoskonalone katalizatory, np. oparte na rutenie, które pozwalają prowadzić reakcję w niższych temperaturach i przy mniejszym zużyciu energii (Manjunatha i Schechter, 2018). Inne rozwiązania to elektrochemiczna produkcja amoniaku, która może obniżyć zużycie energii nawet o 20% (Giddey i in., 2013), oraz fotokatalityczna synteza – wykorzystująca światło jako źródło energii (Morawski i in., 2022). Te metody są jednak wciąż w fazie badań laboratoryjnych i ich komercjalizacja może potrwać jeszcze wiele lat. Podsumowując: amoniak ma ogromny potencjał jako element przyszłej, niskoemisyjnej gospodarki, ale jego wykorzystanie – zwłaszcza jako paliwa – wymaga rozwoju bezpiecznych, tańszych i bardziej ekologicznych technologii produkcji.

Rysunek 2.3. Alternatywne sposoby produkcji amoniaku

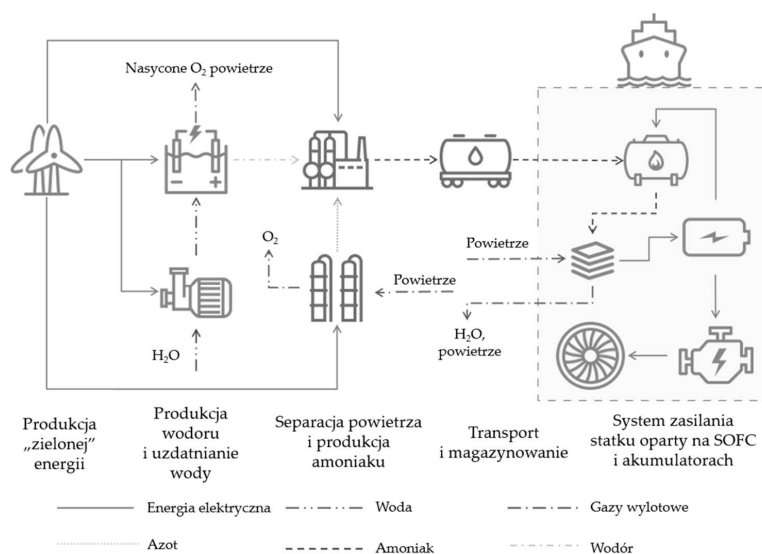


Źródło: opracowanie własne.

Redukcja kosztów produkcji niskoemisyjnego amoniaku przy użyciu OZE jest kluczowym wyzwaniem, co wynika z energochłonności procesu (Rouwenhorst i in., 2019; Mukelabai i in., 2021; Nowicki i in., 2023). Zapotrzebowanie na energię do produkcji szarego amoniaku (z wykorzystaniem paliw kopalnych) wynosi od 7,6 do 11,7 kWh kgNH₃⁻¹, a dla zielonego amoniaku od 6,5 do 11 kWh kgNH₃⁻¹. Połączenie elektrolizy do produkcji wodoru z procesem Habera-Boscha wymaga od 8,6 do 10 kWh kgNH₃⁻¹, a niskotemperaturowa elektrochemiczna synteza amoniaku potrzebuje od 7,5 do 8,1 kWh kgNH₃⁻¹.

Wysoka toksyczność amoniaku może ograniczać jego zastosowanie. Większość projektów wdrożeniowych skupia się na implementacji i dostosowaniu łańcucha magazynowania energii w układzie od energii elektrycznej przez amoniak ponownie do energii elektrycznej (ang. *Power-to-ammonia-to-Power*) w sektorze transportowym. Amoniak będzie można określać jako niskoemisyjny, kiedy wszystkie energochłonne ogniwa łańcucha wartości będą zasilane energią ze źródeł odnawialnych (rysunek 2.4). Co istotne, zwiększenie wydajności i sprawności bezpośrednio wiąże się z poszczególnymi etapami i możliwościami wprowadzania usprawnień na poziomie parametrów konstrukcyjnych, procesowych, a także w zakresie stopnia integracji cieplnej. Oznacza to, że w tym przypadku rozwój procesu syntezy amoniaku powinien łączyć się z rozwojem urządzeń oraz systemów konwersji energii chemicznej zawartej w paliwie na energię elektryczną i uwzględniać możliwość wykorzystania amoniaku bezpośrednio jako paliwa.

Rysunek 2.4. Przykładowy łańcuch wartości systemów *Power-to-ammonia-to-Power*



Źródło: Machaj i in. (2022).

3.2. Hydrazyna

Hydrazyna (N_2H_4), podobnie jak amoniak, jest nieorganicznym związkiem powstającym z wodoru i azotu. W porównaniu do amoniaku w warunkach pokojowych zachowuje stan ciekły. Podobnie jak amoniak jest substancją trującą (Bonczarowska i in., 2019). Co więcej, jest również łatwopalna. Hydrazyna stosowana

jest w wielu gałęziach przemysłu, m.in. w obróbce szkła i tworzyw sztucznych, jako składnik produkcji pestycydów i insektycydów, leków i barwników włókienniczych. Hydrazyne jest również używana jako substancja do uzdatniania wody, a także, i co najważniejsze, jako paliwo rakietowe (Pradhan i in., 2020). Dzięki gęstości zbliżonej do wody charakteryzuje się też wyższą gęstością energii od amoniaku, a jej łatwopalność daje przewagę w perspektywie zastosowania w silnikach spalinowych i turbinach gazowych, z opcją wykorzystania także w ogniach paliwowych. Jednak z powodu wysokiej reaktywności oraz wspomnianej toksyczności nie jest brana pod uwagę jako paliwo do zastosowań naziemnych czy morskich. Mimo to znajduje swoje miejsce w zastosowaniach militarnych. Zastosowanie ogni paliwowych oraz hydrazyne jako nośnika energii może mieć również miejsce w przemyśle lotniczym.

3.3. Kerozyna

W kontekście zastosowań w przemyśle lotniczym dużo bardziej prawdopodobne wydaje się zastosowanie kerozyny (czyli potocznie: nafty lotniczej), która jest powszechnie wykorzystywana na rynku paliw lotniczych. Kerozyna jest jednak związkiem węglowodorowym, destylowanym bezpośrednio z ropy naftowej o właściwościach podobnych do oleju napędowego (temperatura przechowywania oraz gęstość energii). Mimo że jest to pochodna nafty, istnieje możliwość jej syntetycznej produkcji, a w zgodzie z ideą *Power-to-Liquid* również w sposób niskoemisyjny. Aby produkcja kerozyny była niskoemisyjna, istotne jest wykorzystanie w niej substratów wytworzonych z wykorzystaniem energii z OZE lub ewentualnie energii jądrowej.

3.4. Metanol

Metanol (CH_3OH) to organiczny związek chemiczny, szeroko wykorzystywany w przemyśle chemicznym, który – podobnie jak wodór i amoniak – uznawany jest za perspektywiczne paliwo niskoemisyjne, szczególnie w kontekście długodystansowego transportu morskiego i lądowego. Stosowany jest m.in. jako substrat do produkcji etylenu, propylenu, olefin, formaldehydu oraz kwasu octowego, ale znajduje też szereg innych zastosowań. Niską emisyjność metanolu można uzyskać wówczas, gdy jego produkcja opiera się na odnawialnych źródłach energii (OZE) oraz wychwycie dwutlenku węgla, co jednocześnie przyczynia się do jego redukcji w skali globalnej. Metanol ma również przewagę praktyczną nad wodorem – jego właściwości fizykochemiczne są zbliżone do ropy naftowej, dzięki czemu możliwe jest wykorzystanie istniejącej infrastruktury paliwowej. Dodatkowo metanol może być bezpośrednio stosowany w ogniach

paliwowych, w których ulega konwersji elektrochemicznej, generując energię elektryczną i ciepło.

Do produkcji 1 kg e-metanolu potrzeba około 1,4 kg CO₂, około 0,2 kg wodoru, 1,7 kg wody oraz 10–11 kWh energii elektrycznej, z czego większość zużywana jest w procesie elektrolizy wody (Atsonios i in., 2016). W przypadku zastosowania elektrolizera typu SOE (ang. *Solid Oxide Electrolyser*), który wykorzystuje stały tlenkowy elektrolit i pracuje w temperaturach powyżej 600°C, zapotrzebowanie na energię można zmniejszyć do około 8,6 kWh. Oprócz obecnie dominujących metod produkcji metanolu opartych na paliwach kopalnych, rozwijane są także alternatywy, takie jak wykorzystanie biometanolu oraz e-metanolu wytwarzanego z wodoru z elektrolizy i wychwyconego CO₂.

Prognozy wskazują, że do 2050 r. globalna produkcja metanolu wzrośnie pięciokrotnie w porównaniu do roku 2020, osiągając poziom około 500 mln ton rocznie, z czego aż 80% ma stanowić biometanol i e-metanol. Wśród firm inwestujących w rozwój zielonego metanolu znajduje się m.in. Maersk, który planuje budowę zakładów produkcyjnych w USA, Danii i Singapurze (Marquez i in., 2023).

3.5. Metan

Metan (CH₄) jest głównym składnikiem gazu ziemnego oraz jednym z czołowych paliw wykorzystywanych w energetyce i ogrzewnictwie. Charakteryzuje się stosunkowo wysoką gęstością energii i kompatybilnością z aktualną infrastrukturą gazową. Co więcej, zmiany norm emisyjnych czy to w przemyśle morskim, czy transporcie ciężkim naziemnym, spowodowały istotny rozwój infrastruktury dystrybucji i wykorzystania metanu jako paliwa w ostatnich dwóch dekadach (IMO, 2015; Van Grinsven i in., 2021; Ovrum i in., 2024). Dodatkowo infrastruktura paliwowa przystosowana do metanu wciąż rozwija się mimo istotnych zmian, będących efektem rosnących wymogów w zakresie standardów emisyjnych. Przejście energetyki na rozwiązania niskoemisyjne i wprowadzenie polityki *Net Zero by 2050* nie musi oznaczać zaprzestania jego wykorzystywania. Metan może być produkowany w procesie syntezy, m.in. poprzez bezpośredni proces metanizacji wychwytywanego CO₂, czy też w procesie koelektrolizy, czyli symultanicznej elektrolizy CO₂ oraz H₂O.

Koszt wytworzenia metanu w powyższych procesach może wynosić, w zależności od zastosowanej technologii, od 3 do 8 \$ kgCH₄⁻¹ w procesie metanizacji CO₂ (Tregambi i in., 2023). Natomiast poziom gotowości technologicznej (ang. *technology readiness level*, TRL) procesu koelektrolizy jest obecnie na poziomie 3–5, co aktualnie ogranicza możliwość precyzyjnego oszacowania kosztów produkcji i implementacji w skali przemysłowej.

Rozwiązania te są jednak szczególnie interesujące ze względu na możliwości jednoczesnej konwersji dwutlenku węgla i pary wodnej do tlenku węgla i wodoru.

3.6. Power-to-X -konkluzje

Wdrażanie paliw syntetycznych w najbliższych dwóch dekadach wiązać się będzie ze strategicznymi decyzjami w zakresie systemów wsparcia oraz polityki technologicznej państwa. Jednocześnie, nadrzędne dokumenty kierunkowe sukcesywnie zaostwiają regulacje dotyczące emisji, zatem należy oczekiwać, iż docelowo realizacja celów klimatycznych bez zastosowania paliw zero- i nisko-emisyjnych może być wręcz niemożliwa. Ten kierunek już został wyznaczony przez dyrektywę RED III i wymóg stosowania paliw RFNBO.

Każde z branych pod uwagę paliw wymusza specyficzne warunki przechowywania od ciśnienia na poziomie 700 barów do temperatury na poziomie $-253,15^{\circ}\text{C}$ (20 K). Szczególne warunki wielkoskalowego przechowywania dotyczą wodoru, co może opóźnić jego wdrożenie ze względu na konieczność rozwoju wysokosprawnych instalacji kriogenicznych, rurociągów gazowych czy magazynów podziemnych. Wymaga to zastosowania zaawansowanej technologii, cechującej się wysokim kosztem inwestycyjnym w pierwszej fazie pełnoskalowej komercjalizacji. Każde z paliw charakteryzuje się różnymi gęstościami energii, a przede wszystkim odmiennymi właściwościami fizyko-chemicznymi, co ogranicza ich wymienne zastosowanie. Jednocześnie wartości te są niższe od wolumetrycznej gęstości energii zmagazynowanej w paliwach konwencjonalnych, przez co wymagana jest większa przestrzeń magazynowa. Ponadto wdrożenie innych paliw węglowodorowych nie wyeliminuje emisji CO_2 . Zatem oprócz rozwoju prośrodowiskowych metod produkcji wymagane jest także zagospodarowanie powstających spalin, tak aby dwutlenek węgla był wychwytywany, a następnie wykorzystywany jako substrat do produkcji np. metanolu czy metanu. Ważną kwestią jest również odpowiednie zagospodarowanie i logistyka dystrybucji produkowanych paliw syntetycznych. Oznacza to integrację przemysłu (np. chemicznego lub ciężkiego) z sektorem energetycznym na innych warunkach, niż dotychczas miało to miejsce. W przyszłości sektor energetyczny nie będzie odpowiadać jedynie za produkcję energii, ale również za wytwarzanie związków chemicznych, które będą dalej przetwarzane w przemyśle. Wynika to z transformacji sektorów i nowych ról, jakie zyskują one z rozwojem technologii i uwarunkowań rynkowych. Z tego względu należy rozważyć zarówno korzyści, jak i wyzwania związane z produkcją syntetycznych paliw (tabela 2.2). Wykonana na tej podstawie analiza techniczno-ekonomiczna, uwzględniająca łańcuchy produkcyjne oraz dostawy substratów pozwoli odpowiednio wpasować

je w wybrane sektory gospodarki. Analizy tego typu muszą być wykonywane każdorazowo, gdy zmianie ulegają założenia dotyczące parametrów technicznych lub ekonomicznych, w ujęciu mikro jak i makro, wraz z trendami zmian na przestrzeni lat lub dekad.

Upraszczając proces, w celu zobrazowania ciągu logicznego: syntetycznie produkowany metan może być bezpośrednio kierowany do sieci gazowej, zielony amoniak oprócz odgrywania głównej roli w przemyśle azotowym może być także wykorzystywany w sektorze energetycznym i transportowym ze szczególnym naciskiem na transport dalekobieżny. Metanol, mimo posiadania w swej strukturze węgla, ma potencjał do istotnej redukcji emisji dwutlenku węgla, a wodór może być produkowany w bliskiej odległości od potencjalnych odbiorców, wykorzystujących jego właściwości w sektorze chemicznym czy metalurgicznym.

Tabela 2.2. Wady i zalety wybranych paliw

Paliwa produkowane syntetycznie	Zalety	Wady
Metan	1) wysoka wolumetryczna gęstość energii 2) powszechnie wykorzystywany w przemyśle energetycznym, gospodarstwach domowych i transporcie 3) nietoksyczny 4) możliwe bezpośrednie wykorzystanie infrastruktury gazowej 5) niski koszt produkcji	1) łatwopalny 2) zawiera węgiel w strukturze 3) nieekonomiczny w magazynowaniu 4) wymaga dodatkowego energochłonnego procesu produkcyjnego 5) wymagana sekwestracja CO₂ 6) sposób magazynowania (wysokie ciśnienie, niska temperatura) niesie ze sobą potencjalne zagrożenie życia
Metanol	1) posiada wysoką gęstość wolumetryczną 2) proste magazynowanie i transport 3) wykorzystywany w przemyśle chemicznym 4) ciekły w warunkach normalnych	1) łatwopalny 2) zawiera węgiel w strukturze 3) wymaga dodatkowego energochłonnego procesu produkcyjnego 4) wymagana sekwestracja CO₂
Amoniak	1) wykorzystywany w wielu gałęziach przemysłu 2) proste magazynowanie 3) brak węgla w strukturze	1) substancja trująca 2) wymaga dodatkowego energochłonnego procesu produkcji 3) Może nieść ze sobą zwiększoną emisję NO_x
Hydrozyna	1) wykorzystywana w wielu gałęziach przemysłu 2) ciekła w warunkach normalnych 3) wykorzystywana jako paliwo w silnikach odrzutowych	1) substancja trująca 2) substancja łatwopalna oraz silnie reaktywna 3) może nieść ze sobą zwiększoną emisję NO_x
Kerozyna	1) posiada wysoką gęstość wolumetryczną 2) ciekła w warunkach normalnych 3) wykorzystywana jako paliwo w przemyśle lotniczym	1) charakteryzuje się wysoką emisją – złożony węglowodór 2) zawiera węgiel w strukturze 3) wymaga dodatkowego skomplikowanego i energochłonnego procesu produkcji 4) wymagana sekwestracja CO₂

Tabela 2.2. cd.

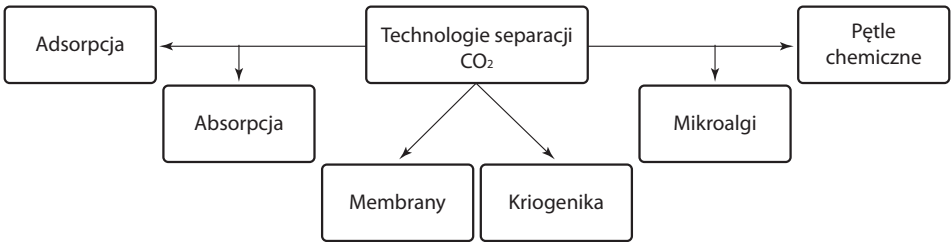
Paliwa produkowane syntetycznie	Zalety	Wady
Wodór	1) brak węgla w strukturze 2) bezpośrednio produkowana w procesie elektrolizy z OZE 3) brak toksyczności	1) substancja łatwopalna 2) kosztowne energetycznie i ekonomicznie magazynowanie 3) sposób magazynowania (wysokie ciśnienie, niska temperatura) może stanowić potencjalne zagrożenia

Źródło: opracowanie własne.

4. CCU/S – wychwyt, utylizacja i magazynowanie CO₂

Łańcuch, na który składają się wychwytywanie, utylizacja i magazynowanie dwutlenku węgla, to szereg złożonych przemian lub procesów, w którego skład wchodzi m.in. technologie chemiczne, procesy typowe dla fizyki niskich temperatur czy metody mechaniczne. Jego istota sprowadza się do wyodrębnienia cząsteczek dwutlenku węgla z gazów odpadowych procesów przemysłowych lub z powietrza. Oprócz metod stosowanych w przemyśle (adsorpcja, absorpcja, membrany czy kriogenika) trwają badania również nad procesami biologicznymi czy chemicznymi (rysunek 2.5).

Rysunek 2.5. Technologie separacji CO₂



Źródło: opracowanie własne.

Parametry techniczne procesu sekwestracji CO₂ są ściśle zdefiniowane dla każdej z technologii i oscylują w przedziale 40–150 bar oraz –60°C–150°C. Energia potrzebna do separacji jednej tony CO₂ to około 2–4 kWh. Metoda absorpcyjna osiąga 85–90% skuteczności wychwytywania, membranowa 50–70%, a kriogeniczna nawet do 95% czystości (SaskPower, 2020; Khan i in., 2023). Jednak nie tylko efektywność procesu jest wyznacznikiem wyboru metody. Przykładowo proces kriogeniczny wykazuje się najwyższą efektywnością, ale jest wysoce

energochłonny. Dodatkowo dobór technologii może być uzależniony od rodzaju procesu przemysłowego, z którym ma być integrowany. W tabeli 2.3 zestawiono wady i zalety każdej z metod (Khan i in., 2023).

Technologie wychwytywania CO₂ mogą mieć istotny wpływ w globalnych wysiłkach na rzecz redukcji emisji gazów cieplarnianych. Prognozy wskazują, że do 2050 r. mogą przyczynić się one do redukcji emisji CO₂ nawet o 14% (D' Aprile i in., 2020).

Tabela 2.3. Wady i zalety wybranych metod wychwytu CO₂

Metoda	Zalety	Wady
Adsorpcyjna	• Produkcja CO₂ o wysokiej czystości • Wymaga mniej ciepła i niższej temperatury do regeneracji w porównaniu z absorpcją • Może być stosowana w operacjach zmiennociśnieniowych lub temperaturowych	• Opracowanie wydajnego adsorbentu jest nadal kwestią wymagającą dalszych badań • Wysokie koszty materiałowe niektórych adsorbentów • Wymagana regeneracja adsorbentu
Absorpcyjna	• Wszechstronność i możliwość dostosowania do różnych procesów. • Wysoka wydajność wychwytywania CO₂ • Dojrzałość technologiczna	• Wymagany proces regeneracji rozpuszczalnika, który może być energochłonny • Istnieje możliwość degradacji rozpuszczalnika i emisji do środowiska
Membranowa	• Nie wymaga energii cieplnej, co zmniejsza zapotrzebowanie na energię. • Kompaktowa i modułowa konstrukcja • Możliwość uzyskania ciągłej separacji	• Podatność na zanieczyszczenie i degradację membrany • Wymagane membrany o wysokiej selektywności i przepuszczalności dla ekonomicznej pracy
Kriogeniczna	• Możliwość uzyskania CO₂ o bardzo wysokiej czystości • Komercyjnie dojrzała i sprawdzona technologia	• Wysoce energochłonny proces ze względu na potrzebę ekstremalnego chłodzenia • Drogie i często opłacalne tylko w niszowych zastosowaniach wymagających CO₂ o wysokiej czystości
Biologiczna	• Wykorzystuje fotosyntezę, przekształcając CO₂ w biomasę lub biopaliwa • Nadaje się do ścieków bogatych w składniki odżywcze • W niektórych przypadkach opłacalne	• Zbieranie i odwadnianie glonów może stanowić wyzwanie • Wymaga dużych obszarów do uprawy • Zmienna wydajność ze względu na czynniki środowiskowe

Źródło: Khan i in. (2023).

Wychwycony CO₂ podlega procesowi magazynowania, najczęściej w formacjach geologicznych na głębokości 800–2500 metrów. Składowanie odbywa się pod ciśnieniem 7–25 MPa (Arts i in., 2009). Alternatywnie dwutlenek węgla może być wykorzystany w procesach przemysłowych, takich jak synteza paliw syntetycznych, produkcja materiałów kompozytowych czy stymulacja wzrostu mikroalg.

Magazynowanie dwutlenku węgla wymaga precyzyjnego doboru formacji skalnych oraz spełnienia rygorystycznych warunków fizykochemicznych i strukturalnych. Optymalne środowisko geologiczne musi charakteryzować się przede wszystkim odpowiednią strukturą, np. porowate skały osadowe przykryte nieprzepuszczalną warstwą skał uszczelniających (porowatość skalna od 10 do 30%, szczelność geologiczna >30%). Istotnym parametrem jest głębokość składowania, która powinna wynosić minimum 800 metrów. W tych warunkach dwutlenek węgla może przechodzić w stan nadkrytyczny, a ten umożliwia efektywne magazynowanie znacznie większej objętości CO₂ w stosunku do jego objętości gazowej (Arts i in., 2009).

4.1. Emisja CO₂ w przemyśle

Technologia wychwytu dwutlenku węgla może istotnie zredukować emisję nie tylko w energetyce, lecz także w różnych gałęziach przemysłu, co może istotnie przyczynić się do wzrostu jakości powietrza w obszarach zindustrializowanych. Jednym z głównych emiterów dwutlenku węgla jest przemysł cementowy. Rocznie odpowiada za około 2,3 mld ton CO₂, co stanowi około 5–8% globalnych emisji. Każda tona wyprodukowanego cementu generuje średnio 0,8 tony dwutlenku węgla (GCCA, 2024). Hutnictwo i sektor metalurgiczny to kolejny olbrzymi emitent. Produkcja stali generuje około 2,2 tony CO₂ na tonę stali, co stanowi około 7–8% globalnych emisji (Bukowski, Bocian, 2024). Przemysł chemiczny to następny kluczowy obszar. Rocznie generuje około 1,5 mld ton CO₂, z czego znaczna część pochodzi z produkcji amoniaku, metanolu i in. związków chemicznych (EEA, 2024). Natomiast sektor rafineryjny i petrochemiczny rocznie odpowiada za około 1,2 mld ton CO₂, a przemysł papierniczy około 190 mln ton CO₂ rocznie. Warto zwrócić uwagę także na mniej oczywiste sektory jak: przemysł szklarski ok. 50 mln ton CO₂ rocznie i przemysł ceramiczny – ok. 70 mln ton.

Zamiast traktować CO₂ jako bezużyteczny produkt uboczny może on zostać wykorzystany do produkcji paliw czy materiałów syntetycznych oraz innych substancji chemicznych wykorzystywanych w obiegu zamkniętym. Obecnie (2024 r.) dwutlenek węgla jest stosowany w przemyśle spożywczym (nasycanie napojów, przechowywanie produktów spożywczych w niskich temperaturach, atmosfera ochronna przy pakowaniu żywności), medycznym (podczas laparoskopii, stymulacji oddychania), chłodniczym i klimatyzacji oraz w zastosowaniach badawczych (kirogenika).

Geograficznie rzecz ujmując, największy potencjał wdrożenia technologii CCU/S mają:

- uprzemysłowione kraje Europy Zachodniej,
- Stany Zjednoczone,

- Chiny,
- Indie,
- Rosja.

W warunkach polskich szczególnie obiecujące są:

- Górnośląski Okręg Przemysłowy,
- zagłębie miedziowe na Dolnym Śląsku,
- okolice elektrowni Bełchatów,
- aglomeracje przemysłowe Śląska i Małopolski.

Wdrożenie technologii CCU/S to nie tylko kwestia ochrony środowiska. To również szansa na stworzenie nowych modeli biznesowych, dodatkowych źródeł przychodu i budowy gospodarki o obiegu zamkniętym. Kluczem do sukcesu będzie połączenie innowacyjności technologicznej, wsparcia regulacyjnego i zrozumienia ekonomicznego potencjału tych rozwiązań. Technologia CCU/S pokazuje, że walka ze zmianami klimatycznymi może być nie tylko koniecznością, ale również szansą na stworzenie bardziej zrównoważonego i komplementarnego przemysłu.

Do flagowych projektów CCU/S na świecie można zaliczyć, m.in.:

- Northern Lights, realizowany w Norwegii. Jest to pierwszy wielkoskalowy, transgraniczny projekt CCS w Europie. Dwutlenek węgla składowany jest w podmorskich złożach na Morzu Północnym. Zdolności magazynowe wynoszą do 5 mln ton CO₂ rocznie. Projekt realizowany przez firmy Equinor, Shell i Total Energies. Całkowity koszt projektu to około 2,5 mld euro (Wisur, 2024);
- Boundary Dam w Saskatchewan w Kanadzie. Jest to pierwsza komercyjna elektrownia węglowa z technologią CCS. Możliwości magazynowania wynoszą około 1 mln ton CO₂ rocznie (SaskPower, 2020);
- Gorgon na zachodnim wybrzeżu Australii – jeden z największych projektów CCS na świecie. Zdolność magazynowania wynosi 4 mln ton CO₂ rocznie (Mercer, 2024).

Łącznie na świecie działa około 40 komercyjnych instalacji CCS, z czego większość zlokalizowana jest w USA, Kanadzie i Norwegii (Global CCS Institute, 2024).

5. Technologie energetyczne Power-to-X o niskim TRL

Alternatywnymi metodami produkcji wodoru są technologie wykorzystujące metody biologiczne, chemiczne i fotokatalityczne. Metody te charakteryzują się relatywnie niskim (3–4) poziomem gotowości technologicznej, jednak wykazują duży potencjał związany z redukcją emisji CO₂.

5.1. Obiegi termochemiczne

Do nieustannie rozwijanych procesów pozwalających na produkcję wodoru należą także obiegi termochemiczne (ang. *thermochemical water splitting cycles*), charakteryzujące się wysoką sprawnością energetyczną produkcji wodoru. Dodatkowo procesy te wykazują dużą elastyczność oraz stosunkowo niskie koszty produkcji wodoru. Wymagają one jednak wysokotemperaturowego ciepła rzędu nawet 850°C (Hercog, 2024).

Termochemiczne cykle rozkładu wody to zaawansowana technologia produkcji wodoru, która opiera się na złożonych seriach reakcji chemicznych przeprowadzanych w wysokich temperaturach. Ich podstawowa zasada funkcjonowania polega na wieloetapowym rozbiciu cząsteczki wody na wodór i tlen przy użyciu specyficznych związków chemicznych i precyzyjnie kontrolowanych procesów termicznych. Jednym z przykładów może być cykl wapniowo-bromowy (Ca-Br), który został opracowany na Uniwersytecie Tokijskim w Japonii. Kluczowym wyzwaniem jest w nim wysoka korozyjność środowiska chemicznego oraz konieczność minimalizacji strat bromu podczas procesu. Innymi popularnymi cyklami są siarkowo-jodowy (S-I) oraz miedziowo-chlorkowy (Cu-Cl). Każdy z nich charakteryzuje się innym zakresem temperaturowym, co pozwala na ich integrację z różnymi gałęziami przemysłu. Wszystkie te metody łączy kilka kluczowych wyzwań technologicznych. Należą do nich konieczność opracowania materiałów odpornych na agresywne środowisko chemiczne, precyzyjna kontrola wieloetapowych procesów oraz efektywny recykling używanych związków chemicznych. Niemniej jednak termochemiczne cykle rozkładu wody stanowią niezwykle obiecującą technologię w kontekście transformacji energetycznej. Ich największą zaletą jest możliwość produkcji czystego wodoru przy wykorzystaniu ciepła z różnych źródeł, w tym energetyki jądrowej czy słonecznej. Dalsze badania i doskonalenie tych metod mogą w znaczący sposób przyczynić się do dekarbonizacji trudnych do elektryfikacji sektorów przemysłu.

5.2. Procesy biologiczne

Wodór może być uzyskiwany również w procesach biologicznych. Charakteryzują się one jednak dość niskim TRL z zakresu 3–5. W grupie tej można wyróżnić m.in.: fermentację, biofotolizę (pośrednią i bezpośrednią) wody, fotofermentację oraz elektrolizę wspomaganą mikrobiologicznie. Istnieje też możliwość łączenia ze sobą technologii w układy hybrydowe łączące biofotolizę z ciemną fermentacją oraz ciemną fazę fermentacji z fotofermentacją. Aby wodór mógł być uzyskiwany w procesach biologicznych, wymagane jest zagwarantowanie odpowiednich warunków dla organizmów żywych. Dzięki temu uzyskuje

się stan, w którym procesy metaboliczne są niezakłócone (Kisiel, 2020). W przypadku fermentacji niezbędne jest zapewnienie warunków beztlenowych. Wodór jest produktem powstającym na etapie kwasogenezy. Fotofermentacja przebiega w beztlenowych warunkach i polega na rozkładzie związków organicznych bezpośrednio do wodoru przez organizmy fotosyntetyzujące, takie jak purpurowe bakterie bezsiarkowe (nie siarkowe) (Kisiel, 2020). Bakterie wykorzystują związki takie jak octan, maślan czy mleczan (Kisiel, 2020). Do zainicjowania procesu wymagana jest energia słoneczna. Podobnie dzieje się przy biofotolizie.

Bezpośrednia biofotoliza polega na wykorzystaniu energii świetlnej do rozbicia cząsteczki wody na wodór i tlen. Proces wymaga inkubacji zielenic odpowiedzialnych za prowadzenie procesu. Z kolei pośrednia biofotoliza przebiega w bardziej złożony sposób. Proces rozpoczyna się od fotosyntezy przypominającej swoim przebiegiem tę przeprowadzaną przez rośliny. Oba procesy wymagają warunków beztlenowych oraz niedoborów siarki (Kisiel, 2020).

Wymienione metody charakteryzują się dość niską wydajnością. Dodatkowo za wadę metod biologicznych można uznać wymaganie uwzględnienia cyklu życia organizmów i zagospodarowanie biomasy obumarłych jednostek ze złoża procesu produkcji wodoru. Do zalet biologicznych metod produkcji wodoru bez wątplenia zalicza się to, iż pozwalają one na wykorzystanie odpadów organicznych, przyczyniając się do zmniejszenia ich ilości deponowanej na składowiskach.

5.3. Fotokataliza

Fotokataliza to proces chemiczny wywołany absorpcją promieniowania przez materiał stały nazywany też „fotokatalizatorem”, który pozostaje chemicznie niezmienny podczas i po reakcji (Ohtani, 2011). Najbardziej rozpowszechnionym na świecie fotokatalizatorem jest chlorofil występujący w strukturze roślin, nadający im zielony kolor i umożliwiający odżywianie (Guo i in., 2017). Fotokataliza jest zatem procesem bliźniaczym do procesu biofotolizy, z tą różnicą, że wykorzystuje syntetyczne, nieorganiczne fotokatalizatory. W procesie fotokatalizy energia z promieniowania słonecznego (światelnego lub UV) prowadzi do powstania w półprzewodniku pary elektron–dziura elektronowa, które wspomagają proces reakcji chemicznej, np. produkcji syntetycznej paliw. Jest to na pewnym poziomie proces podobny do procesu zachodzącego na ogniwie fotowoltaicznym, jednak zaabsorbowana energia przez materiał półprzewodnikowy przyspiesza reakcję chemiczną, a nie przyczynia się do przemieszczania się elektronów obwodem zewnętrznym – czyli produkcji energii elektrycznej.

Zastosowanie procesu fotokatalizy może zostać wykorzystane do produkcji metanu (Yamada i in., 2023), amoniaku (proces badany m.in. w Polsce na Poli-

technice Szczecińskiej) (Morawski i in., 2022) czy paliw ciekłych, w tym metanolu (Liu i in., 2023). Choć proces ten jest aktualnie badany głównie w skali laboratoryjnej (TRL 3-5), to pojawiają się już pierwsze prototypy skali wdrożeniowej, jak np. instalacja z reaktorem fotokatalitycznym (TRL 6) o powierzchni 100 m².

6. Konsolidacja vs integracja jako narzędzie optymalizacji

Inwestycja w innowacyjne technologie umożliwi dokonanie skoku technologicznego w sektorze generacji i zarządzania energią elektryczną oraz ciepłem. W ten sposób zrealizowane zostaną unijne cele środowiskowe (RED III, Fit for 55), co zapewni utrzymanie konkurencyjności naszej gospodarki.

Z tego względu znacząca większość instytucji (WWF, INSTRAT, LIFE Climate CAKE, IEN-PIB, WISE Europa, Forum Energii), opracowujących scenariusze rozwoju produkcji energii elektrycznej w Polsce zakłada większościowy udział energii OZE w krajowym miksie energetycznym. Dla roku 2050 założono wyeliminowanie energetyki węglowej i wykorzystanie gazu do bilansowania sieci, której mix energetyczny będzie bazować na rocznej produkcji energii z udziałem OZE mieszczącym się w przedziale od 75% do 92%. Kolejna dekada będzie bez wątpienia okresem rozwoju alternatywnych koncepcji transformacji energetycznej, zaś docelowe rozwiązania będą nadążały za zmianami makroekonomicznymi oraz czynnikami geopolitycznymi. W związku z tym docelowe określenie precyzyjnej struktury miksu energetycznego w perspektywie kilku dekad jest szczególnie trudne.

Warto jednak podkreślić, iż możliwa jest w 2050 r. redukcja emisji CO₂ o 91% w odniesieniu do 1990 r. nawet bez wsparcia i wdrożenia energetyki jądrowej. Jest to o tyle istotne, że w obecnych realiach ekonomicznych (2024 rok) budowa bloku jądrowego stanowi duże wyzwanie finansowe i technologiczne dla Polski. Dodatkowo działanie to wymusza nawiązanie długofalowej współpracy z dostawcą technologii, która nie jest polska, import paliwa oraz składowanie odpadów promieniotwórczych. Z uwagi na fakt predysponowania bloku jądrowego do pracy z pełnym wykorzystaniem mocy zainstalowanej, ta technologia doskonale wpisuje się funkcję stabilizowania systemu elektroenergetycznego, bazującego na dużych jednostkach wytwórczych. Zasadne jest więc wykorzystanie jej do pokrycia bazowego zapotrzebowania.

Z uwagi na powyższe cechy optymalnym rozwiązaniem wydaje się zdywersyfikowany scenariusz rozwoju energetyki, którego celem jest integracja wszystkich źródeł mocy i wykorzystanie alternatywnych nośników energii: gaz, węgiel, OZE, energetyka jądrowa, w tym także import. W tej konfiguracji i przy udziale OZE na poziomie 40–50% możliwe jest zredukowanie do 2050 r. emi-

sji CO₂ w odniesieniu do 1990 roku o 70–90%. Gaz jest obecny we wszystkich konfiguracjach scenariusza zrównoważonego, gdyż jest zabezpieczeniem OZE.

Przedstawione założenia każdej z grup scenariuszy rozwoju prognozują rozwój energetyki zdecentralizowanej oraz inteligentnej sieci przesyłowej. Postęp może być zintensyfikowany poprzez dotowanie i wspieranie lokalnej generacji i konsumpcji energii we wspólnotach lub klastrach energetycznych. Kolejną wspólną cechą omówionych scenariuszy jest nieujęcie wodoru w omówionych powyżej scenariuszach. Zdaniem autorów technologie produkcji niskoemisyjnego wodoru w procesie elektrochemicznego rozpadu cząsteczki wody (zgodnie z klasyfikacją unijną RED III) będą kolejną technologią bilansującą OZE i pozwalającą długoterminowo magazynować energię. Wodór jako przyszłościowy nośnik energii sukcesywnie będzie zwiększał swój udział w szeroko rozumianym gazie. Przy zwiększaniu wolumenu produkcji wodoru zmniejszona zostanie zależność kraju od dostawców gazu kopalnianego.

Podsumowując: rozwój OZE, zdecentralizowanej energetyki, inteligentnej sieci przesyłowej, elektrolizerów, systemów power-to-X oraz lokalnych klastrów energetycznych służyć będzie dekarbonizacji generacji energii elektrycznej i ciepła oraz wybranych sektorów. Zrealizowanie tego celu zagwarantuje konkurencyjność gospodarki, bezpieczeństwo, samowystarczalność energetyczną, dywersyfikację kierunków dostaw nośników energii, w tym paliw oraz wysoką odporność na zagrożenia terrorystyczne ze względu na decentralizację systemów i ich różnorodność technologiczną. Integracja szerokiego wachlarza jednostek wytwórczych o odmiennej charakterystyce pracy, dynamicznie zmieniającego się profilu generacji i zapotrzebowania stanowi wyzwanie, ale, jak wskazują prognozy, ma znaczący potencjał, z którego na pewno warto skorzystać. Czynnikiem determinującym zmiany będą globalne trendy, legislacja i czynniki ekonomiczne.

Bibliografia

- Arts, R., Beaubien, S., Benedictus, T., Czernichowski-Lauriol, I., Fabriol, H., Gastine, M. (2009). *Podziemne składowanie CO₂ – czym jest tak naprawdę?* CO₂ GeoNet.
- Atsonios, K., Panopoulos, K.D., Kakaras, E. (2016). Investigation of technical and economic aspects for methanol production through CO₂ hydrogenation. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(4), 2202–2214. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.12.074>
- Bonczarowska, M., Piątek, P., Brzeźnicki, S. (2019). Hydrazyna. Metoda oznaczania w powietrzu na stanowiskach pracy z zastosowaniem wysokosprawnej chromatografii cieczowej. *Podstawy i Metody Oceny Środowiska Pracy*, 35(1(99)), 45–57. <https://doi.org/10.5604/01.3001.0013.0804>

- Bukowski, M., Bocian, K. (2024). *Przemysł stalowy w Polsce. Analiza sektora, wyzwania, wizja przyszłości*. Pozyskano z: www.wise-europa.eu
- Chorowski, M., Lepszy, M., Machaj, K., Malecha, Z., Porwisiak, D., Porwisiak, P., Rogala, Z., Stanclik, M. (2023). Challenges of Application of Green Ammonia as Fuel in Onshore Transportation. *Energies*, 16(13), 4898. <https://doi.org/10.3390/en16134898>
- D'Aprile, P., Van Gendt, G., Engel, H., Helmcke, S., Hieronimus, S., Naucclér, T., Pinner, D., Walter, D., Witteveen, M. (2020). *Net-Zero Europe: Decarbonization pathways and socioeconomic implications*. McKinsey & Company. Pozyskano z: <https://www.mckinsey.com/capabilities/sustainability/our-insights/how-the-european-union-could-achieve-net-zero-emissions-at-net-zero-cost>
- Di Micco, S., Cigolotti, V., Mastropasqua, L., Brouwer, J., Minutillo, M. (2024). Ammonia-powered ships: Concept design and feasibility assessment of powertrain systems for a sustainable approach in maritime industry. *Energy Conversion and Management: X*, 22. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100539>
- EEA. (2024). *Total greenhouse gas emissions in the chemical industry (Indicator)*. Pozyskano z: <https://www.eea.europa.eu/en/european-zero-pollution-dashboards/indicators/total-greenhouse-gas-emissions-in-the-chemical-industry?activeTab=658e2886-cbf4c2fa603-061e1627a515>
- Ovrum, E., Longva, T., Leisner, M., Bachmann Mehammer, E., Gundersen Skåre, O., Helgesen, H., Endresen, Ø. (2024). *Maritime forecast to 2050. Technical report*. DNV.
- GCCA. (2024). *About Cement & Concrete, Key Facts*. Pozyskano z: <https://gccassociation.org/key-facts/>
- Giddey, S., Badwal, S.P.S., Kulkarni, A. (2013). Review of electrochemical ammonia production technologies and materials. *International Journal of Hydrogen Energy*, 38(34), 14576–14594. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.09.054>
- Global CCS Institute. (2024). *Pipeline of Commercial CCS Facilities*. Pozyskano z: <https://status23.globalccsinstitute.com/new-facilities/>
- Guo, J.-T., Yang, D.-C., Guan, Z., He, Y.-H. (2017). Chlorophyll-Catalyzed Visible-Light-Mediated Synthesis of Tetrahydroquinolines from N,N -Dimethylanilines and Maleimides. *The Journal of Organic Chemistry*, 82(4), 1888–1894. <https://doi.org/10.1021/acs.joc.6b03034>
- GUS. (2023). *Energia ze źródeł odnawialnych w 2022 r.* Pozyskano z: <http://stat.gov.pl>
- Hercog, J. (2024). Wykorzystanie w przemyśle cykli temochemicznego rozkładu wody w produkcji niskoemisyjnego wodoru. *Energetyka*, nr 8, s. 313–316.
- IEA. (2021). *Ammonia Technology Roadmap; Towards more Sustainable Nitrogen Fertilizer Production*. Pozyskano z: <https://www.iea.org/reports/ammonia-technology-roadmap>
- IMO. (2015). *Third IMO GHG Study 2014*.
- IEA. (2022). *Zerowa Emisja Netto do 2050 r. Plan działania dla globalnego sektora energii*.
- Khan, U., Ogbaga, C.C., Abiodun, O.-A.O., Adeleke, A.A., Ikubanni, P.P., Okoye, P.U., Okolie, J.A. (2023). Assessing absorption-based CO₂ capture: Research progress

- and techno-economic assessment overview. *Carbon Capture Science & Technology*, 8, 100125. <https://doi.org/10.1016/j.ccsst.2023.100125>
- Kisiel, A. (2020). *Biowódór*. Pozyskano z: <https://e-biotechnologia.pl/artykuly/biowodor/>
- Kupecki, J., Motyliński, K., Jagielski, S., Wierzbicki, M., Brouwer, J., Naumovich, Y., Skrzypkiewicz, M. (2019). Energy analysis of a 10 kW-class power-to-gas system based on a solid oxide electrolyzer (SOE). *Energy Conversion and Management*, 199, 111934. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2019.111934>
- Liu, Z., Xu, B., Jiang, Y.-J., Zhou, Y., Sun, X., Wang, Y., Zhu, W. (2023). Photocatalytic Conversion of Methane: Current State of the Art, Challenges, and Future Perspectives. *ACS Environmental Au*, 3(5), 252–276. <https://doi.org/10.1021/acsenvironau.3c00002>
- MacFarlane, D.R., Cherepanov, P.V., Choi, J., Suryanto, B.H.R., Hodgetts, R.Y., Bakker, J.M., Ferrero Vallana, F.M., Simonov, A.N. (2020). A Roadmap to the Ammonia Economy. *Joule*, 4(6), 1186–1205. <https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.004>
- Machaj, K., Kupecki, J., Malecha, Z., Morawski, A.W., Skrzypkiewicz, M., Stanclik, M., Chorowski, M. (2022). Ammonia as a potential marine fuel: A review. *Energy Strategy Reviews* (Vol. 44). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2022.100926>
- Manjunatha, R., Schechter, A. (2018). Electrochemical synthesis of ammonia using ruthenium-platinum alloy at ambient pressure and low temperature. *Electrochemistry Communications*, 90(April), 96–100. <https://doi.org/10.1016/j.elecom.2018.04.008>
- Marquez, C., Deign, J., Dolan, G., Chatterton, C. (2023). *Marine Methanol, Future-Proof Shipping Fuel*. Pozyskano z: www.methanol.org
- Martsinchyk, K., Martsinchyk, A., Łazor, M., Shuhayeu, P., Kupecki, J., Niemczyk, A., Błesznowski, M., Milewski, J. (2024). Feasibility study and techno-economic assessment of power-to-gas (P2G) technology based on solid oxide electrolysis (SOE). *Journal of Environmental Management*, 354, 120425. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2024.120425>
- Mercer, D. (2024). *A climate solution or distraction? The carbon capture facility at Chevron's Gorgon project tells a cautionary tale*. Pozyskano z: <https://www.abc.net.au/news/2024-11-18/chevron-gorgon-fails-to-deliver-on-carbon-capture-promises/104587894>
- MKiŚ. (2023). *Prekonsultacje w zakresie aktualizacja dokumentów strategicznych – KPEiK/PEP2040*.
- Morawski, A.W., Ćmielewska, K., Ekiert, E., Kusiak-Nejman, E., Pelech, I., Staciwa, P., Sibera, D., Wanag, A., Kapica-Kozar, J., Gano, M., Lendzion-Bieluń, Z., Narkiewicz, U. (2022). Effective green ammonia synthesis from gaseous nitrogen and CO₂ saturated-water vapour utilizing a novel photocatalytic reactor. *Chemical Engineering Journal*, 446. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2022.137030>
- Mukelabai, M.D., Gillard, J.M., Patchigolla, K. (2021). A novel integration of a green power-to-ammonia to power system: Reversible solid oxide fuel cell for hydrogen and power production coupled with an ammonia synthesis unit. *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(35), 18546–18556. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.02.218>
- Nowicki, D.A., Agnew, G.D., Irvine, J.T.S. (2023). Green ammonia production via the integration of a solid oxide electrolyser and a Haber-Bosch loop with a series of

- solid electrolyte oxygen pumps. *Energy Conversion and Management*, 280(October 2022), 116816. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116816>
- Ohtani, B. (2011). *Photocatalysis by inorganic solid materials* (pp. 395–430). <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-385904-4.00001-9>
- Ojelade, O.A., Zaman, S.F., Ni, B.-J. (2023). Green ammonia production technologies: A review of practical progress. *Journal of Environmental Management*, 342, 118348. <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2023.118348>
- Pradhan, S.K., Kedia, V., Kour, P. (2020). Review on different materials and their characterization as rocket propellant. *Materials Today: Proceedings*, 33, 5269–5272. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.02.960>
- PSE. (2023). *Raport 2023 KSE*.
- Rouwenhorst, K.H.R., Van der Ham, A.G.J., Mul, G., Kersten, S.R.A. (2019). Islanded ammonia power systems: Technology review & conceptual process design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 114(April 2019), 109339. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109339>
- SaskPower. (2020). *Boundary Dam Carbon Capture Project*. Pozyskano z: <https://www.saskpower.com/our-power-future/infrastructure-projects/carbon-capture-and-storage/boundary-dam-carbon-capture-project>
- Tregambi, C., Bareschino, P., Hanak, D.P., Mancusi, E., Montagnaro, F., Pepe, F. (2023). Techno-economic assessment of a synthetic methane production process by hydrogenation of carbon dioxide from direct air capture. *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(96), 37594–37606. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.06.289>
- Tchorek, G. i in. (2023). *Prognoza zapotrzebowania na wodór odnawialny RFNBO w Polsce do 2030 r.* Warszawa: Wydział Zarządzania UW, Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy.
- Valera-Medina, A., Amer-Hatem, F., Azad, A. K., Dedoussi, I.C., De Joannon, M., Fernandes, R.X., Glarborg, P., Hashemi, H., He, X., Mashruk, S., McGowan, J., Mounaim-Rousellet, C., Ortiz-Prado, A., Ortiz-Valera, A., Rossetti, I., Shu, B., Yehia, M., Xiao, H., Costa, M. (2021). Review on ammonia as a potential fuel: From synthesis to economics. *Energy and Fuels*, 35(9), 6964–7029. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03685>
- Van Grinsven, A., Otten, M., Van Den Toorn, E., Van Der Veen, R., Király, J., Van Den Berg, R. (2021). *Research for TRAN Committee –Alternative fuel infrastructures for heavy-duty vehicles*. European Parliament, Policy Department for Structural and Cohesion Policies. Pozyskano [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690901/IPOL_STU\(2021\)690901_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2021/690901/IPOL_STU(2021)690901_EN.pdf)
- Wisur, F. (2024). *How to store CO2 with Northern Lights*. Pozyskano z: <https://norlights.com/how-to-store-co2-with-northern-lights/>
- Yamada, T., Nishiyama, H., Akatsuka, H., Nishimae, S., Ishii, Y., Hisatomi, T., Domen, K. (2023). Production of Methane by Sunlight-Driven Photocatalytic Water Splitting and Carbon Dioxide Methanation as a Means of Artificial Photosynthesis. *ACS Engineering Au*, 3(5), 352–363. <https://doi.org/10.1021/acsengineeringau.3c00034>

ROZDZIAŁ 3

Odnawialne źródła energii w systemie elektroenergetycznym

dr inż. STEFAN WÓJTOWICZ

Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu

Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego

Stefan.s.Wojtowicz@wp.pl,

ORCID 0000-0002-8271-6509

dr MAGDALENA OLENDER-SKOREK

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

molender@wz.uw.edu.pl

ORCID 0000-0002-4831-6122

Streszczenie

W niniejszym rozdziale omówiono problematykę zarządzania energią elektryczną produkowaną przez odnawialne źródła energii (OZE). Rozdział rozpoczyna się krótką charakterystyką klasycznego systemu energetycznego. Następnie zdefiniowane zostało pojęcie OZE i wskazano podstawowe różnice pomiędzy nimi a klasycznymi źródłami energii. W kolejnej części rozdziału przybliżono poszczególne rodzaje OZE: solarne, wiatrowe, energia z biomasy, wodorowe, jądrowe, wodne, geotermalne, czy energię z fal, pływów oraz prądów morskich. Przy każdym z nich zaprezentowano sposób działania oraz wady i zalety.

Zastosowanie OZE wymusza zbudowanie nowego modelu biznesowego, w którym uwzględniony zostanie prosument oraz mechanizm zarządzania produkcją. Konieczne jest stworzenie odpowiedniego systemu bilansującego popyt i podaż produkowanej energii elektrycznej. Przykładem takiego rozwiązania mogą być lokalne obszary bilansowania (LOB), opisane w ostatniej części rozdziału. Podjęto również problem mierzenia kosztów wytworzenia energii w różnych ujęciach.

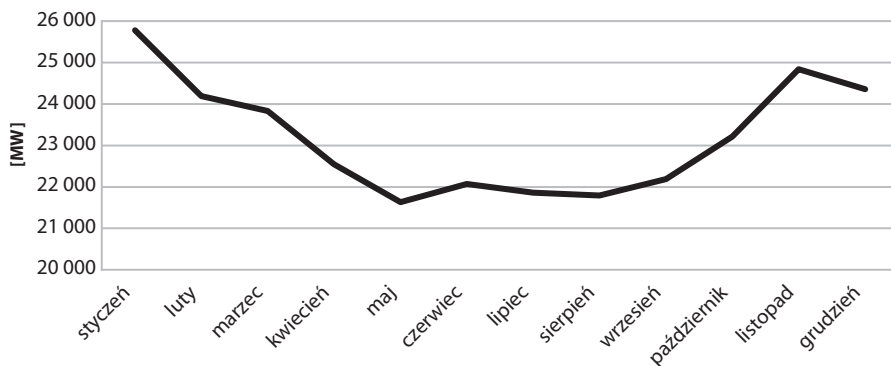
Słowa kluczowe: odnawialne źródła energii (OZE), lokalny obszar bilansowania (LOB), prosument, wyrównany koszt energii elektrycznej (LCOE).

1. Wstęp

Odbiorcy otrzymują energię z dużych elektrowni za pośrednictwem sieci przesyłowych i sieci rozdzielczych. O ile sieci rozdzielcze w modelu tradycyjnym transmitują energię tylko w jednym kierunku, o tyle w przypadku sieci źródeł odnawialnych przepływ prądu jest dwukierunkowy, a na poziomie sieci rozdzielczych pojawiają się prosumenci (czyli konsumenci, będący jednocześnie producentami). Taki system wymaga zatem osobnego modelu biznesowego, w którym funkcjonował będzie nowoczesny ekosystem elektroenergetyczny.

Dodatkowym wyzwaniem, z którym trzeba się zmierzyć w kontekście OZE, jest konieczność zapewnienia efektywnego zarządzania dystrybucją energii, zgodnie z zapotrzebowaniem rynku – w zakresie rezerwy zarówno produkcyjnej, jak i magazynowej. W sieci obserwuje się bowiem okresowe zmiany obciążenia: dobowe, tygodniowe, pogodowo zależne, związane z porami roku. Przykład takiego zróżnicowania w poszczególnych miesiącach roku przedstawiono na rysunku 3.1.

Rysunek 3.1. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w roku 2024 [MW]



Źródło: opracowanie na podstawie Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2024).

Obecnie na rynku energii elektrycznej dominują wielcy producenci wykorzystujący spalanie węglowodorów. W klasycznym układzie, bez magazynowania, producenci muszą dostarczyć tyle energii, ile zużywa się jednocześnie w tym samym czasie. Popyt jest zaspokajany na żądanie odbiorców. Prowadzi to do konieczności utrzymywania w dużych elektrowniach wysokich zdolności wytwórczych do zaspokajania chwilowych potrzeb szczytowych. Niezbilansowanie mocy w systemie jest pokrywane przez wcześniej zaplanowane rezerwy mocy. W SEE istnieje permanentna nadwyżka systemowa mocy niewykorzystanej.

Dodatkowo problem rezerwy pogłębia się, gdy do sieci dystrybucyjnej włączane są małe źródła energii o zróżnicowanej mocy. Wśród tych małych źródeł energii, produkujących poniżej 50kW, czyli tzw. mikroinstalacji OZE, w Polsce dominują elektrownie fotowoltaiczne i wiatrowe (Urząd Regulacji Energetyki, 2024). Oba te rodzaje OZE są silnie zależne od warunków pogodowych (nasłonecznienia i wiatru), przez co stają się niesterowalne. Posiadają indywidualny optymalny profil generacji uzależniony od warunków otoczenia, ale zwykle ich możliwości generacji nie pokrywają się w czasie z potrzebami odbiorców. Z tego względu wskazane jest stosowanie tych źródeł w powiązaniu ze źródłami sterowanymi.

Kluczowe staje się wykorzystanie tzw. magazynów energii, które umożliwią gromadzenie energii w okresach spadku popytu i oddawanie jej w czasie wzrostu zapotrzebowania. Obecnie możliwości takie dają dojrzałe technologie magazynowania, takie jak: baterie elektrochemiczne, superkondensatory, kinetyczne i pneumatyczne zasobniki energii, nadprzewodnikowe zasobniki energii, zasobniki skroplonego powietrza, oraz magazyny wodorowe (Bartosik i in., 2016). Ich zastosowanie jest jednak nadal niewielkie (Kurtyka, 2021).

2. Klasyczny system elektroenergetyczny

Sieć elektroenergetyczna jest zbiorem przewodów elektrycznych i urządzeń powiązanych pod względem funkcjonalnym i połączonych elektrycznie, przeznaczonych do przesyłania, przetwarzania i rozdzielania wytworzonej w elektrowniach energii elektrycznej oraz do zasilania nią odbiorników. Sieci elektroenergetyczne dzieli się ze względu na rodzaj prądu na zmiennoprądowe (AC – *alternating current*) i stałoprądowe (DC – *direct current*) (HVDC). Ze względu na wysokość napięcia można z kolei mówić o sieciach: niskich napięć (nn) < 1kV, średnich napięć (SN) < 60 kV, wysokich napięć (WN) ≤ 220 kV, najwyższych napięć (NN) ≥ 400 kV (Gelani, 2017). Dodatkowo, ze względu na miejsce i rolę sieci w infrastrukturze energetycznej, wyróżnić można sieci: przesyłową, dystrybucyjną, rozdzielczą oraz linie niskiego napięcia. Ta pierwsza to sieć wysokiego napięcia oraz sieć najwyższego napięcia. Sieć dystrybucyjna lub sieć rozdzielcza to sieć średniego napięcia oraz sieć niskiego napięcia. Do odbiorców końcowych energia przesyłana jest dopiero na ostatnim odcinku, czyli liniami niskiego napięcia. Energia elektryczna wytworzona w elektrowniach trafia do konsumentów za pośrednictwem połączonych sieci elektrycznych, czyli inaczej systemu elektroenergetycznego. W tak działającym systemie w każdym momencie ilość energii wytwarzanej w elektrowniach musi być równa energii zużywanej przez odbiorców.

Warto zaznaczyć, że prawo energetyczne dopuszcza tworzenie między podmiotami różnego rodzaju porozumień lokalnych dotyczących wytwarzania i równoważenia zapotrzebowania, dystrybucji lub obrotu energią. W ten sposób powstają klastry energii (Lowitzsch i in., 2020), spółdzielnie energetyczne (Ahmed i in., 2024) i wirtualne elektrownie (Zhou i in., 2025). Wspomaga to rozwój energetyki rozproszonej i sprzyja wzmocnieniu lokalnej gospodarki. Na poziomie międzynarodowym z kolei istnieje europejski kontynentalny system elektroenergetyczny, który stanowią połączone systemy państw europejskich pracujące synchronicznie (tj. z tą samą częstotliwością i fazą). Dzięki specjalnemu systemowi ostrzegania informacja o zakłóceniach mogących mieć wpływ na bezpieczeństwo pracy połączonych systemów elektroenergetycznych przesyłana jest do innych państw tworzących cały system.

A skąd pochodzi energia w sieciach konwencjonalnych? W konwencjonalnych elektrowniach (elektrociepłowniach) energię elektryczną i ciepło uzyskuje się przez spalanie węglowodorów kopalnych. Najczęściej są to: węgiel kamienny i brunatny, ropa naftowa, gaz ziemny. Wraz z rozwojem technologii zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrasta, co przy ograniczonych zasobach surowców kopalnych otwiera drogę do poszukiwania nowych rozwiązań – w szczególności takich, które będą ograniczały negatywny wpływ na środowisko naturalne elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych.

3. Odnawialne Źródła Energii

Ustawa z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii definiuje OZE jako „odnawialne, niekopalne źródła energii obejmujące energię wiatru, energię promieniowania słonecznego, energię aerotermalną, energię geotermalną, energię hydrotermalną, hydroenergię, energię fal, prądów i pływów morskich, energię otrzymywaną z biomasy, biogazu, biogazu rolniczego oraz z biopłynów”.

Z roku na rok coraz więcej wykorzystuje się energii z tych źródeł, które w porównaniu ze źródłami konwencjonalnymi nie są ograniczone zasobami paliwowymi i są przyjazne dla środowiska. W przeciwieństwie do tradycyjnej energetyki w modelu OZE możliwe jest wykorzystywanie małych, a nawet mikroinstalacji. Oznacza to, że do wykorzystywania energii OZE rozbudowana sieć przesyłowa nie jest niezbędna.

W takim systemie może pojawić się prosument, czyli wytwórca energii elektrycznej powstałej za pomocą należącej do niego instalacji odnawialnych źródeł energii (w Polsce najczęściej mikroinstalacji fotowoltaicznej). Uściślona definicja znajduje się w ustawie o odnawialnych źródłach energii, gdzie w pkt 27 a)

art. 2 przez prosumenta rozumie się „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem, że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej” (Ustawa o odnawialnych źródłach energii, 2015).

Już na koniec 2024 r. zainstalowana moc wszystkich źródeł energii w Polsce wynosiła 72,8 GW, z czego ok. 46,2% przypadało na OZE (Agencja Rynku Energii, [http](http://www.rynekelektryczny.pl)). Największą popularnością wśród OZE cieszą się fotowoltaika i elektrownie wiatrowe. Co więcej, nie tylko mają największą łączną zainstalowaną moc, ale też charakteryzują się największą dynamiką (w porównaniu do 2023 r. moc instalacji fotowoltaicznych wzrosła o 26,3% a wiatrowych o 7,7%). Szczegółowy podział na poszczególne źródła energii w ramach instalacji OZE przedstawiono w tabeli 3.1.

Tabela 3.1. Moc zainstalowana OZE według rodzaju źródeł w grudniu 2024 r.

Elektrownie OZE	Moc zainstalowana 12–23 (MW)	Moc zainstalowana 12–24 (MW)	Dynamika
Elektrownie wodne	979,1	980,8	100,2
Elektrownie wiatrowe	9 419,0	10 139,5	107,7
Elektrownie biogazowe	293,9	306,3	104,2
Elektrownie na biomasę	978,2	969,6	99,1
Fotowoltaika	16 746,0	21 157,0	126,3
Hybrydowa instalacja OZE	38,7	6,2	16,0
Inne OZE	–	63,7	X
Razem	28 454,8	33 623,1	118,2

Źródło: Agencja Rynku Energii, za: www.rynekelektryczny.pl

Przełomem był rok 2020, kiedy spadło zapotrzebowanie na energię elektryczną, co było szczególnie widoczne w początkowej fazie pandemii. Po raz pierwszy w historii udział czarnej energii w Polskim miksie energetycznym był mniejszy niż 70%. Udział węgla w produkcji energii elektrycznej wyniósł dokładnie 69,7%, tj. o 3,9 p.p. mniej niż rok wcześniej. Udział OZE w produkcji energii elektrycznej osiągnął wówczas 17,7%. Generalnie jednak, ze względu na rosnące koszty emisji CO₂ i wysokie koszty krajowego węgla, produkcja energii w sposób konwencjonalny jest w Polsce coraz mniej konkurencyjna.

4. Przegląd technologii wytwarzania energii elektrycznej z OZE

Odnawialne źródła energii różnią się między sobą w znaczący sposób pod kątem technologicznym. Nie zawsze i nie każde źródła OZE można traktować substytucyjnie – zbyt duży bowiem wpływ mają na nie warunki naturalne, takie jak położenie geograficzne, ukształtowanie terenu czy pogoda. Przykładowo, trudno jest mówić o energii wodnej w miejscu, przez które nie przepływa rzeka o odpowiednio silnym nurcie. Tak samo jak trudno jest mówić o energii słonecznej tam, gdzie nasłonecznienie jest niewystarczająco duże.

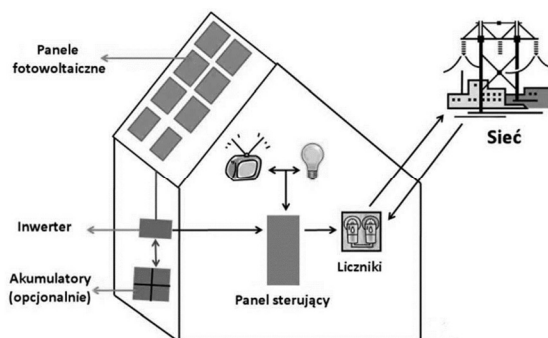
Energetyka solarna

Energetyka solarna, zwana inaczej słoneczną, to nic innego jak wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła z wykorzystaniem promieniowania słonecznego. Ważne są tutaj jednak zasoby energii słonecznej opisywane najczęściej poprzez następujące parametry (Hodana i in., 2012):

- natężenie promieniowania słonecznego – chwilowa wartość gęstości mocy promieniowania słonecznego padającego w ciągu jednej sekundy na 1 m^2 , stąd jednostką tej miary jest W/m^2 ;
- nasłonecznienie – suma natężenia promieniowania słonecznego liczona w danej jednostce czasu (np. w godzinie, dniu, roku) i na jednej powierzchni, mierzone jest ono w Wh/m^2 albo w MJ/m^2 ;
- stała słoneczna – strumień energii docierający do granic atmosfery ziemi w sposób ciągły, mierzony w jednostkach W/m^2 ;
- usłonecznienie – liczba godzin słonecznych w ciągu roku [h/rok].

Do uzyskiwania energii solarnej wykorzystuje się instalacje fotowoltaiczne oraz kolektory grzewcze. Typowa elektrownia fotowoltaiczna (rysunek 3.2)

Rysunek 3.2. Schemat elektrowni fotowoltaicznej



składa się z zestawu paneli PV połączonych szeregowo-równolegle, przekształtnika DC/AC oraz przyłącza energetycznego do SEE. Mimo że schemat techniczny wygląda dość skomplikowanie, to budowa samej instalacji z gotowych, przygotowanych wcześniej paneli nie jest trudna, a zasoby energii słonecznej są niewyczerpane i darmowe. Nie powodują też generowania zanieczyszczeń do atmosfery. Obok wymienionych zalet instalacja fotowoltaiczna ma jednak szereg wad, wśród których największymi są: zależność od pory roku i dnia, trudności w magazynowaniu wyprodukowanej w ten sposób energii, konieczność wykorzystania dużych obszarów w sytuacji większej produkcji energii.

Energia elektryczna generowana przez elektrownię udostępniana jest odbiorcom lokalnym lub odbierana jest przez system energetyczny. Małe elektrownie podpięte są do sieci dystrybucyjnej niskiego napięcia. Większe, w zależności od mocy maksymalnej, mogą być podłączone do sieci średniego napięcia. W Polsce występują wystarczające warunki nasłonecznienia, które uzasadniają rozwój energetyki stosującej panele PV.

Największe na świecie elektrownie fotowoltaiczne powstają tam, gdzie środki finansowe danego kraju korelują z potencjałem fotowoltaicznym. Na liście największych elektrowni znajdują się zatem: Mohammed Bin Rahid Solar Park (w Zjednoczonych Emiratach Arabskich), Tengger Desert Solar Park (w Chinach) czy Setouchi Kirei Solar Power Plant (w Japonii) (AlMallahi i in., 2024).

Energetyka wiatrowa

Energia wiatrowa jest chyba najstarszym odnawialnym źródłem energii, jaki człowiek umie wykorzystać – wiatraki wykorzystywano już przecież kilka tysięcy lat temu!

Obecnie do produkcji prądu z energii wiatrowej stosowane są specjalne turbiny, nadal jednak wyglądem przypominają one tradycyjne wiatraki. Służą one do poruszania prądnic wytwarzających energię elektryczną. Na rynku globalnym można znaleźć konstrukcje o mocy od ułamka kW do kilkunastu MW. Ich duże skupiska tworzą tzw. farmy wiatrowe i mogą być ulokowane na lądzie (ang. *onshore wind*), a także na większych zbiornikach wodnych – morzach i oceanach (ang. *offshore wind*).

Największą zaletą elektrowni wiatrowych jest to, że – podobnie do elektrowni solarnych – nie emitują one do środowiska żadnych zanieczyszczeń i wykorzystują nieograniczone i darmowe zasoby naturalne (w tym przypadku w postaci wiatru). Co więcej, można je budować na terenach, które nie są wykorzystywane, np. na morzach czy oceanach albo na obszarach nieużytków rolnych. Wśród wad podaje się natomiast duże koszty samej budowy takiej instalacji,

a także wpływ na faunę (są głośnie, więc mogą powodować płoszenie zwierząt, a źle zlokalizowane mogą przyczyniać się do śmierci niektórych gatunków ptaków).

Bezsprzecznym liderem pod względem zainstalowanej mocy i rozwoju technologicznym farm wiatrowych pozostają Chiny, gdzie w 2024 r. zainstalowana moc energii tego typu wynosiła 500 GW. Udaje się to m.in. przez system zachęt finansowych oraz umiejętność bardzo szybkiej budowy farm wiatrowych nie tylko na lądzie, lecz także w morzu (Wojtaszek i in., 2025).

W Polsce energia wiatrowa już teraz odgrywa bardzo ważną rolę w miksie energetycznym, a ze względu na dogodne warunki do jej rozwoju znaczenie energetyki wiatrowej się utrzyma. Tym bardziej, że obecnie trwają intensywne prace nad testowaniem i budową farm wiatrowych na Bałtyku, gdzie panują wyjątkowo sprzyjające warunki atmosferyczne, z czego korzystają już inne kraje nadbałtyckie, które mają takie farmy (np. Szwecja, Dania, Niemcy).

Energetyka z biomasy

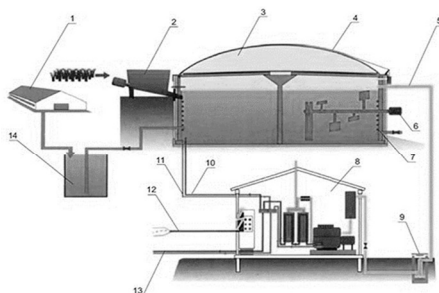
Biomasa to zgodnie z definicją ustawy (Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r.): „ulegająca biodegradacji część produktów, odpadów lub pozostałości pochodzenia biologicznego z rolnictwa, (...) i związanych działów przemysłu, (...) a także ulegająca biodegradacji część odpadów przemysłowych lub komunalnych pochodzenia roślinnego lub zwierzęcego (...)”.

W zależności od rodzaju zastosowanego paliwa źródła z biomasy podzielić można na:

- biopaliwa stałe (takie jak np. odpady drewniane, słoma z roślin oleistych, strączkowych oraz siano, plony z roślin energetycznych, brykiety i pelety);
- biopaliwa gazowe (np. biogaz z wysypisk odpadów, biogaz z oczyszczalni ścieków czy biogaz z upraw rolniczych);
- biopaliwa płynne (m.in. metanol, etanol, oleje roślinne, biodiesel) (Hodana i in., 2012).

Energię (elektryczną jak i ciepłą) z biomasy najczęściej pozyskuje się w procesie spalania. Nie oznacza to jednak, że jest to jedyny sposób – do produkcji energii elektrycznej wykorzystać można także inne procesy chemiczne: fermentację, pirolizę czy gazyfikację. Przykładową instalację biogazową przedstawiono na rysunku 3.3. Typowa instalacja biogazowa zasila agregat prądotwórczy, gdy produkowana jest tylko energia elektryczna lub agregat kogeneracyjny, gdy występuje kogeneracja energii elektrycznej i ciepłej.

Wśród zalet biomasy podaje się (Hodana i in., 2012) przede wszystkim możliwość wykorzystania surowców odpadowych, a także aktywizację lokalnego

Rysunek 3.3. Schemat instalacji biogazowni zasilanej biomasą roślinną i gnojowicą

Oznaczenia: 1 – obora/chlewnia; 2 – system podawania biomasy; 3 – zbiornik fermentacyjny; 4 – membrana zbiornika biogazu; 5 – rurociąg biogazowy; 6 – mieszadło; 7 – instalacja grzewcza; 8 – pomieszczenie z agregatem; 9 – osuszacz; 10 – rurociąg doprowadzający energię cieplną; 11 – rurociąg odprowadzający wodę ochłodzoną; 12 – kabel elektryczny; 13 – rurociąg ciepłowniczy; 14 – zbiornik gnojowicy.

Źródło: Derehajło, Skibko (2021).

rynku pracy. Wadami są z kolei powstające podczas spalania tlenki azotu i inne zanieczyszczenia (np. pestycydy używane w rolnictwie). Ponadto koncentracja na uprawach roślin o wysokim indeksie energetycznym może prowadzić do zmniejszenia bioróżnorodności.

Elektrownie wodorowe

Wodór wytwarzany przy udziale OZE uznawany jest za przyszłość energetyki. W sektorze elektroenergetycznym wodór wskazywany jest jako substytut gazu ziemnego, który ma charakter paliwa przejściowego. Substytucja ta ma jeszcze większego znaczenia w kontekście presji dekarbonizacji i systemu EU ETS (Tchorek i in., 2021).

Wodorowe ogniwa paliwowe łączą wodór i tlen, aby wytwarzać energię elektryczną. W całym procesie stosować można różne rodzaje wodoru, w zależności od jego pochodzenia. Na źródło wodoru wskazuje jego kolor w nazwie. Wyróżnić można zatem:

- wodór zielony, otrzymywany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem OZE;
- wodór szary, produkowany z paliw kopalnych z wysoką emisyjnością CO₂;
- wodór niebieski, produkowany z paliw kopalnych z wychwytywaniem CO₂;
- wodór turkusowy, produkowany w procesie pirolizy metanu przy niewielkiej emisji;
- wodór różowy, nazywany też fioletowym, purpurowym lub czerwonym, produkowany w procesie elektrolizy zasilanej energią jądrową;
- wodór żółty, otrzymywany w procesie elektrolizy z bezpośrednim wykorzystaniem energii słonecznej i nanotechnologii;

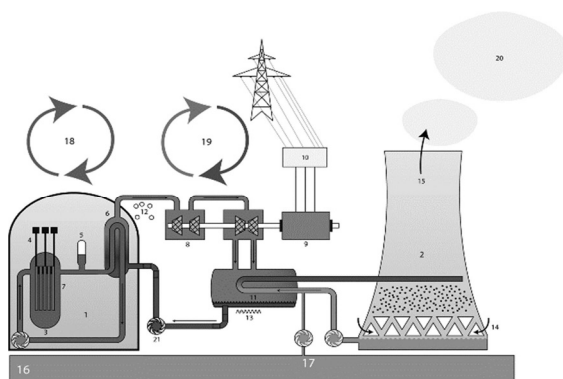
- wodór biały, naturalnie występujący wodór geologiczny, znajdujący się w podziemnych złożach (Arcos i in., 2023; Dash i in., 2023).

Produktami ubocznymi w procesie produkcji energii z wodoru są ciepło i para wodna, i to jest największą wadą tego rozwiązania. Nie są emitowane natomiast żadne gazy cieplarniane, tlenek siarki ani tlenek azotu (Tchorek i in., 2021).

Elektrownie jądrowe

Stosowane obecnie metody zamiany energii jądrowej na elektryczną wykorzystują znaną technologię podgrzewania pary i napędzania prądnicy przez turbinę (rysunek 3.4). Za podgrzewanie pary odpowiedzialny jest reaktor jądrowy. Elektrownie jądrowe, mimo prostej zasady działania, są urządzeniami o bardzo skomplikowanej budowie.

Rysunek 3.4. Schemat cieplny elektrowni jądrowej z reaktorem wodnym ciśnieniowym



Oznaczenia: 1 – blok reaktora; 2 – komin chłodzący; 3 – reaktor; 4 – pręty kontrolne; 5 – zbiornik wyrównawczy ciśnienia; 6 – Generator pary; 7 – Zbiornik paliwa; 8 – Turbina; 9 – Prądnica; 10 – transformator; 11 – skraplacz; 12 – stan gazowy; 13 – stan ciekły; 14 – powietrze; 15 – wilgotne powietrze; 16 – rzeka; 17 – układ chłodzenia; 18 – I obieg; 19 – II obieg; 20 – para wodna; 21 – pompa.

Źródło: nuclear.pl.

Energia jądrowa zapewnia tanią i stabilną produkcję prądu bez emisji gazów cieplarnianych. Nowoczesne elektrownie atomowe charakteryzują się wysokim poziomem bezpieczeństwa. Ich wady wiążą się z wysokimi kosztami budowy i problemem radioaktywnych odpadów. Zgodnie z danymi Eurostatu w 2023 r. w 13 państwach członkowskich Unii Europejskiej wyprodukowano łącznie 619 601 GWh energii elektrycznej jądrowej, czyli około 23% całkowitej produkcji energii elektrycznej w UE. Europejskim liderem w produkcji energii z atomu pozostaje Francja, która odpowiada za ponad połowę energii jądrowej (a dokładnie za 338 202 GWh) (Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat>).

Elektrownie wodne

Energetyka wodna wykorzystuje siłę płynącej lub opadającej wody, która napędza generatory. W Polsce działają dwie duże elektrownie wodne: Elektrownia Żarnowiec (716 MW) i Elektrownia Porąbka-Żar (500 MW). Mniejsze elektrownie wodne to Elektrownia Solina-Myczkowce (200 MW), Elektrownia Włocławek (162 MW), Elektrownia Żydowo (150 MW). Poza tymi działa 750 małych lokalnych elektrowni.

Na świecie największa elektrownia tzw. Zapora Trzech Przełomów, zbudowana jest na rzece Jangcy w centralnej prowincji Chin – Hubei. Składa się ona z 32 generatorów, każdy o mocy 700 MW.

Energetyka geotermalna

Na różnych głębokościach pod powierzchnią Ziemi występuje woda o stabilnej temperaturze od kilkudziesięciu do 100 stopni Celsjusza. Techniki geotermalne pozwalają wykorzystać energię cieplną tych wód do różnych użytecznych aplikacji. W warstwie przypowierzchniowej, do około 100 m głębokości, stosowane są urządzenia niskotemperaturowej geotermii (np. pompy ciepła) zapewniające ogrzewanie i chłodzenie budynków. Geotermia wysokotemperaturowa obejmuje wody termalne do 100 stopni, zalegające w głębszych warstwach, do trzech kilometrów. W praktyce wody termalne stosowane są w rekreacji i jako źródło energii w ciepłowniach geotermalnych. Na większych głębokościach do sześciu kilometrów znajdują się skały, których temperatura dochodzi do 200 stopni. W tym przypadku, do pozyskania energii, stosowana jest technologia suchych, gorących skał. Działa to w ten sposób, że woda z powierzchni wtłaczana jest do głębokich szybów. Tam jest podgrzewana przez gorące skały. Powraca na powierzchnię przenosząc energię cieplną, gdzie może być przetworzona na energię elektryczną.

W Polsce, ze względu na warunki geologiczne, ciepłownie geotermalne znajdują się tylko w kilku lokalizacjach (w Mszczonowie, Poddębicach, Pyrzycach, Uniejowie). Nie wytwarzają one energii elektrycznej. Natomiast pompy ciepła są stosowane lokalnie jako element rozproszonej energetyki cieplnej.

Energia fal morskich

Falowanie mórz niesie ogromną energię. Lokalnie energia ta może być wykorzystana do produkcji elektryczności. Energia fal zależy od prędkości i długości fali oraz od gęstości wody. Wśród najczęściej stosowanych sposobów przekształcania energii fal morskich na energię elektryczną można wymienić:

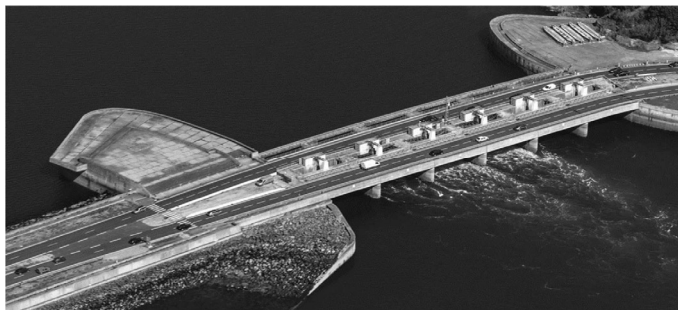
- elektrownie pneumatyczne, w których fale wymuszają ruch powietrza napędzający turbiny;
- elektrownie mechaniczne, które wykorzystują siłę wyporu wody do poruszania wirnika z prądnicą;
- elektrownie indukcyjne, w których stosuje się pływaki i cewki magnetyczne. Ich ruch powoduje wytwarzanie energii elektrycznej.

Elektrownie fal morskich nie są polecane na akwenach spokojnych, natomiast mogą okazać się użyteczne jako dodatkowe lokalne źródło energii elektrycznej na terenach oddalonych od innych źródeł.

Energia pływów morskich

Pływy morskie są cyklicznymi zmianami poziomu morza w stosunku do linii lądu. Jest to zjawisko oddziaływania grawitacyjnego Słońca i Księżyca związanego z ruchem obrotowym Ziemi. Stosując odpowiednie przegrody, można wykorzystać przepływ wody powodowany różnicą poziomów i w ten sposób pozyskiwać energię elektryczną.

Rysunek 3.5. Przegroda elektrowni pływów morskich

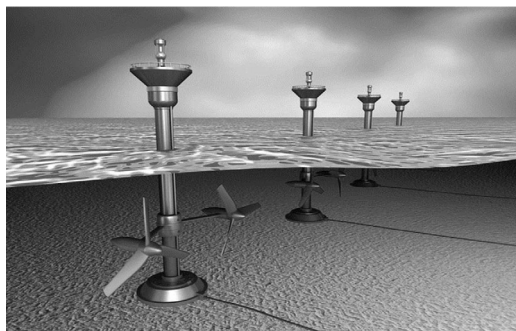


Źródło: https://i.ytimg.com/vi/J_TfiqGUr3o/maxresdefault.jpg.

Pierwszą taką elektrownią była Elektrownia Rance we Francji, powstała w 1966 r., o mocy szczytowej 250 MW i średniej 57 MW. Przyplawy i odpływy wykazują dużą regularność, co pozwala na dobre zaplanowanie inwestycji. Przykład takiej konstrukcji jest widoczny na rysunku 3.5.

Energia prądów morskich

Prądy morskie to ruchy wody w morzach i oceanach, które powstają jako efekt wiatrów, zmian temperatury, różnicy głębokości i zasolenia wody. Na rozkład prądów morskich ma wpływ ruch obrotowy Ziemi.

Rysunek 3.6. Wizualizacja elektrowni napędzanej prądem morskim

Źródło: <https://www.quora.com/>.

Prądy morskie można wykorzystywać przez zamianę energii kinetycznej (rysunek 3.6) turbin na prąd elektryczny. Moc prądów morskich jest oceniana na 7 TW. Obecne jej wykorzystanie jest znikome. Wielu badaczy uważa, że prądy morskie mają fundamentalne znaczenie dla klimatu i uszczuplenie ich energii mogłoby doprowadzić do nieobliczalnych zmian klimatycznych.

5. Lokalne Bilansowanie Energii

Lokalny Obszar Bilansowania (LOB) to zespół połączonych siecią dystrybucyjną, powiązanych ze sobą podmiotów tworzących lokalny rynek energii elektrycznej. Uczestniczenie w takim lokalnym rynku jest świadomym wyborem członków LOB, którzy decydując się na niego, kierują się najczęściej lokalnymi kryteriami. Celem związku niewielkich (przeciętne gospodarstwo domowe w Polsce zużywa rocznie ok. 2 MWh) producentów i odbiorców energii, oprócz korzyści ekonomicznych, jest kształtowanie środowiska dla zdrowia i wygody mieszkańców.

Budowa systemu energetycznego opartego na odnawialnych źródłach energii wymaga jednak zmian. Konieczne jest stworzenie odpowiedniego systemu bilansującego ze względu na występowanie w pewnych momentach niedoborów, w innych nadmiaru produkowanej energii. Mówiąc inaczej, profile podaży i popytu energii elektrycznej nie pokrywają się. Podaż nadąża za popytem aż do osiągnięcia maksymalnych możliwości systemu. Przy niskim popycie moc podaży jest niewykorzystana. Jej pełne wykorzystanie, przy najlepszej efektywności energetycznej, uzyskuje się przez zastosowanie magazynów energii. Magazynowanie energii w SEE umożliwia dynamiczne dopasowanie podaży i popytu dla różnych przedziałów czasowych. Do krótkoterminowego magazynowania

energii elektrycznej (czyli w przedziale od kilku sekund do kilkunastu minut) wymagane jest bilansowanie energii elektrycznej w czasie rzeczywistym. Do średnioterminowego bilansowania (od godziny do jednego dnia) służy bilansowanie dobowe. Do magazynowania długoterminowego z kolei (czyli na miesiące i lata) wykorzystuje się bilansowanie sezonowe i przesuwanie podaży względem przewidywanych okresów wzrostu spożycia. W zależności od przedziału czasowego koniecznego do magazynowania energii elektrycznej dobierane są technologie najlepiej spełniające wymagania techniczne. Magazyny średniookresowe mogą być rozwiązaniem konkurencyjnym w stosunku do inwestowania w rezerwę mocy. Dotychczas najchętniej są stosowane systemy baterii elektrochemicznych ze względu na techniczną dojrzałość i niskie koszty. Magazyny elektrochemicznie dobrze spełniają swoją rolę w średniookresowym przechowywaniu energii (Lund, 2025). Jednak przy zbyt częstych zmianach kierunku przepływu prądu (ładowanie /rozładowanie) ulegają one szybkiemu zużyciu. Bardzo obiecujące są systemy przechowywania energii elektrycznej w polu magnetycznym SMES (ang. *Superconducting Magnetic Energy Storage*) i w układach superkondensatorów. Mają one zastosowanie od milisekund do minut przy dużych mocach. Służą do poprawy stabilności linii przesyłowych, ograniczania wahań mocy, utrzymywania jakości napięcia oraz zapewnienia stabilnej pracy źródła energii przy nagłych zmianach obciążenia. Magazyny dużych pojemności sprawdzają się w technologii Power to Hydrogen. Technologia przetwarzania energii elektrycznej w wodór nadaje nową dynamikę dziedzinie odnawialnych źródeł energii (Khaleel, 2023).

6. Wyznaczanie kosztów wytworzenia energii elektrycznej

Jedną z barier upowszechnienia nowych technologii, w tym nisko- i zero-emisyjnych, jest ich dostępność finansowa (cenowa). Choć wyznaczenie jednostkowego kosztu produkcji energii z jakiegoś źródła jest stosunkowo łatwe do ustalenia, to już więcej kłopotów przysparza ustalenie kosztu energii z różnych źródeł, gdzie we współczesnym świecie zmienne źródła odnawialne muszą być zabezpieczone źródłami rezerwowymi, których koszty należy również uwzględnić w rachunku działania całego systemu.

Najstarszym (bo sięgającym lat 50. ubiegłego wieku) i najbardziej popularnym wskaźnikiem, za pomocą którego określa się koszt produkcji energii przez różne źródła energii, jest LCOE (*Levelised Cost of Electricity*). Pokazuje on koszt jednostkowy produkcji z uwzględnieniem kosztów produkcji i niektórych kosztów obsługi. Do obliczenia tego wskaźnika wykorzystuje się wzór (Tchorek, 2025):

$$\text{LCOE} = \frac{\sum \text{Koszty całkowite}}{\sum \text{Wytworzona energia}}$$

gdzie:

Koszty całkowite = koszty inwestycyjne (CAPEX) + koszty operacyjne (OPEX) + koszty paliwa + koszty finansowe;

Wytworzona energia = całkowita energia wytworzona przez instalację w całym okresie jej eksploatacji.

W obliczeniach LCOE uwzględnia się również: 1) zmiany wartości pieniądza w czasie, co oznacza, że koszty dyskontowane są odpowiednio stopą dyskontową oraz 2) całkowity czas trwania projektu (cykl życia instalacji energetycznej).

Mimo względnej prostoty wyliczeń kosztów energii elektrycznej wskaźnikiem LCOE, ma on szereg wad:

- pomija koszty systemowe, czyli koszty integracji OZE z siecią;
- nie uwzględnia zmienności cen energii (wartość rynkowa energii słonecznej czy wiatrowej może zależeć od pory dnia);
- pomija zawodność w produkcji mocy źródeł niesterowalnych – np. kraje doświadczające przedłużających się okresów słabego wiatru i niskiego nasłonecznienia (np. „Dunkelflaute” w Niemczech) potrzebują zapasowych źródeł zasilania;
- pomija koszty środowiskowe i społeczne – takie jak koszt emisji CO₂ (Juszczak, 2024).

Alternatywnym wskaźnikiem stosowanym przy wyliczaniu kosztu energii jest zaproponowany w 2018 r. przez Międzynarodową Agencję Energii VALCOE (*Value-Adjusted Levelised Cost of Electricity*). Wskaźnik ten rozszerza LCOE o elementy związane z zapewnieniem dostępności w godzinach szczytowych, elastyczności i niezawodności poszczególnych technologii. Różnice pomiędzy wartością LCOE a VALCOE pojawiają się przy źródłach niesterowalnych – okazuje się, że pierwotny wskaźnik jest mocno niedoszacowany. Dla fotowoltaiki koszt wygenerowania 1 MWh obliczony metodą VALCOE jest 2-krotnie wyższy od wartości obliczoną wskaźnikiem LCOE (Juszczak, 2024).

Kolejnym wskaźnikiem, który wykorzystuje się do wyliczeń kosztów energii, uwzględniającym koszty integracji niestabilnych źródeł energii z siecią energetyczną, jest LCV (ang. *Levelised Cost of Variable Generation*).

W kontekście miksu energetycznego większe zastosowanie znajdzie z kolei tzw. system LCOE (sLCOE), który bierze pod uwagę koszty takie jak: nadprodukcja energii, rezerwowa mocy wytwórczej, bilansowanie czy redukcja pełnego obciążenia. W przypadku produkcji energii zakładającej budowę kosztochłon-

nych magazynów mocy warto wyznaczyć LCOS (*Levelised Cost of Storage*), który mierzy średni koszt magazynowania i oddawania energii elektrycznej.

Jedną z najnowszych alternatyw wobec LCOE jest z kolei wskaźnik LFSCOE (*Levelised Full System Costs of Electricity*), stanowiący próbę kalkulacji kosztów energii, przy założeniu, że energia produkowana jest z jednego źródła z uwzględnieniem kosztów magazynowania (Juszczak, 2024). Wskaźnik ten znajduje pewne ograniczenia związane z dostępnością do danych, co znacząco obniża jego popularność.

W obliczu rosnącej roli OZE (często niesterowalnych i niestabilnych) oraz presji na dekarbonizację produkcji energii elektrycznej czy stosowanie miksu energetycznego, zasadne wydaje się wykorzystywanie komplementarnie kilku mierników. Tylko wówczas można bowiem otrzymać pełniejszy obraz kosztów transformacji energetycznej, bezpieczeństwa oraz kosztów społecznych związanych z energetyką (Juszczak, 2024; Tchorek, 2025).

Bibliografia

- Agencja Rynku Energii, za: <https://www.rynekelektryczny.pl/moc-zainstalowana-oze-w-polsce/>
- Ahmed S., Ali A., D'Angola A., *A Review of Renewable Energy Communities: Concepts, Scope, Progress, Challenges, and Recommendations* (2024). *Sustainability*, 16, 1749. <https://doi.org/10.3390/su16051749>
- AlMallahi, M.N., Swailmeen, Y.A., Abdelkareem, M.A., Olabi, A.G., Elgendi, M. (2024). A path to sustainable development goals: A case study on the thirteen largest photovoltaic power plants. *Energy Conversion and Management: X*, 22. 100553. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2024.100553>
- Arcos, J.M.M., Santos, D.M.F. (2023). The Hydrogen Color Spectrum: Techno-Economic Analysis of the Available Technologies for Hydrogen Production, *Gases*, 3, 25–46. <https://doi.org/10.3390/gases3010002>
- Bartosik M., Kamrat W., Kaźmierkowski M., Lewandowski W., Pawlik M., Peryt T., Skoczkowski T., Strupczewski A., Szeląg A. (2016). Magazynowanie energii elektrycznej i gospodarka wodorowa. *Przegląd Elektrotechniczny*, 2016, 12, 332–340.
- Dash, S.K., Chakraborty, S., Elangovan, D. (2023). A Brief Review of Hydrogen Production Methods and Their Challenges. *Energies*, 16, 1141. <https://doi.org/10.3390/en16031141>
- Derehajło, S., Skibko, Z. (2021). Współpraca biogazowni z siecią elektroenergetyczną – zagadnienia wybrane. *elektro.info*, 1–2.
- Eurostat, <https://ec.europa.eu/eurostat>
- Gelani, H.E., Nasir, M., Dastgeer, F., Hussain, H. (2017). Efficiency comparison of alternating current (AC) and direct current (DC) distribution system at residential level with load characterization and daily load variation. *Proceedings of the*

- Pakistan Academy of Sciences: A. Physical and Computational Sciences*, 54(2), 111–118. Pozyskano z <https://www.paspk.org/wp-content/uploads/2017/07/A-01a-ES-435Efficiency-Comparison.pdf>
- Hodana, M., Holtzer, G., Kalandyk, K., Szymańska, A. (2012). *Odnawialne źródła energii. Poradnik*. Kraków: Helios.
- Juszczak, A. (2024). *Przekroczyć LCOE. Obliczanie kosztów energii w formowaniu polityk energetycznych*, Working Paper nr 8. Warszawa: Polski Instytut Ekonomiczny. Pozyskano z: https://pie.net.pl/wp-content/uploads/2025/02/PIE_Working-Paper_Przekroczyc-LCOE.pdf
- Khaleel, M., Yusupov, Z., Nassar, Y., El-khozondar, H., Ahmed, A., Alsharif, A. (2023). Technical challenges and optimization of superconducting magnetic energy storage in electrical power systems, e-Prime – Advances in Electrical Engineering. *Electronics and Energy*, 5, 100223. <https://doi.org/10.1016/j.prime.2023.100223>
- Kurtyka, M. (2021). *Wyzwania transformacji a cele polskiej polityki energetycznej*. W: A.Z. Nowak, M. Kurtyka, G. Tchorek (red.), *Transformacja energetyczna i klimatyczna – wybrane dylematy i rekomendacje*. Warszawa: Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego Sekcja Wydawnicza Wydziału Zarządzania UW. Pozyskano z: <https://press.wz.uw.edu.pl/monographs/9>
- Lowitzsch, J., Hoicka, C.E., van Tulder, F.J. (2020). Renewable energy communities under the 2019 European Clean Energy Package – Governance model for the energy clusters of the future? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 122, 109489. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109489>
- Lund H., Østergaard P.A., Yuan M., Sorknæs P., Thellufsen J.Z. (2025). Energy balancing and storage in climate-neutral smart energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 209, March 2025, 115141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2024.115141>
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2024). *Raport KSE (2024)*.
- Tchorek, G. (2025). *Samodzielność energetyczna dzięki OZE – rozwiązania hybrydowe, zastosowanie magazynów energii i technologii wodorowych w praktyce*, materiały konferencyjne: Energetyczny Klaster EKO w Gaju Oławskim, 22–23 maja, 2025.
- Tchorek, G., Koziół, W., Wójtowicz, S., Targowski, F., Grzybowski, M. (2021). Łańcuch wartości gospodarki wodorowej. W: A.Z. Nowak, M. Kurtyka, G. Tchorek (red.), *Transformacja energetyczna i klimatyczna – wybrane dylematy i rekomendacje*. Warszawa: Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego Sekcja Wydawnicza Wydziału Zarządzania UW. Pozyskano z: <https://press.wz.uw.edu.pl/monographs/9>
- Urząd Regulacji Energetyki (2024). *Raport Prezesa URE za rok 2023*.
- Wojtaszek H., Borowski P.F., Handschke M., Miciuła I., Stecyk A., Bielawa, A., Ozdyk S., Kowalczyk A., Czepło F. (2025). Wind Energy in Transition: Development, Socio-Economic Impacts, and Policy Challenges in Europe, *Energies*, 18, 2811. <https://doi.org/10.3390/en18112811>
- Zhou Y., Wu S., Deng Y., Jiang M., Fu Y. (2025). Enhancing virtual power plant efficiency: three-stage optimization with energy storage integration. *Energy Informatics*, 8(23). <https://doi.org/10.1186/s42162-025-00477-w>

ROZDZIAŁ 4

Transport i mobilność w ujęciu historycznym i współczesnym

FILIP TARGOWSKI

Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu
Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego
ftargowski@wz.uw.edu.pl
ORCID 0000-0001-5743-8810

dr inż. STEFAN WÓJTOWICZ

Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu
Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego
Stefan.s.Wojtowicz@wp.pl
ORCID 0000-0002-8271-6509

TADEUSZ SOCHACKI

Centrum Badań nad Transformacją Energetyczną, Mobilnością i Zmianami Klimatu
Wydział Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego
sochacki.tadeusz@gmail.com
ORCID 0009-0008-9279-7745

Streszczenie

Rozdział dotyczy ewolucji transportu i mobilności od czasów starożytnych po współczesność. W pierwszej części omówiono rozwój środków transportu oraz kluczowe zmiany na przełomie XIX i XX wieku. Autorzy przedstawiają definicje i klasyfikacje pojazdów, podkreślając ich znaczenie dla rozwoju gospodarczego i społecznego. Następnie opisują współczesne systemy mobilności, które stają się coraz bardziej inteligentne, zintegrowane i niskoemisyjne. Szczególną uwagę poświęcono pojazdom elektrycznym i zeroemisyjnym, a także autonomicznym środkom transportu. Omówiono również rozwój mikromobilności i mobilności współdzielonej jako odpowiedź na wyzwania urbanizacji i zmian klimatu. Zwrócono uwagę na transport wodny i lotniczy oraz ich rosnącą rolę w systemach multimodalnych. Autorzy podkreślają znaczenie adaptacji polityk transportowych do współczesnych realiów społeczno-technicznych. Wskazali również potrzebę współpracy różnych interesariuszy w tworzeniu dostępnych i zrównoważonych systemów mobilności.

Słowa kluczowe: transport, mobilność niskoemisyjna, mobilność współdzielona, system transportu.

1. Wstęp

Mobilność transportowa to naturalna potrzeba zmiany miejsca w przestrzeni dla zaspokojenia wymagań indywidualnych i społecznych. Rozwijająca się gospodarka wytwarza coraz bardziej złożoną infrastrukturę transportową. Powstają połączenia między miejscami zamieszkania, centrami handlowymi, zakładami pracy i innymi instytucjami. Kształt infrastruktury transportowej zależy od warunków naturalnych i rozmieszczenia przestrzennego zasobów.

Transport miejski dotyczy terenów zurbanizowanych i jest organizowany jako indywidualny i zbiorowy, pieszy lub przy pomocy środków technicznych. Rowery i hulajnogi są indywidualnymi środkami transportu. Do transportu grupowego zalicza się samochody osobowe i taksówki. Na większą skalę pasażerowie przewożeni są przez transport zbiorowy. Elementami miejskiego transportu zbiorowego są: autobusy, tramwaje, kolej podmiejska, metro, wodoloty, promy oraz infrastruktura niezbędna do ich efektywnego użytkowania.

Transport nie pozostaje bez wpływu na środowisko naturalne oraz przyczynia się do niepożądanych zmian klimatu. W skali świata odpowiada za około 15% emisji gazów cieplarnianych (IPCC, 2023, s. 44). W UE nawet za około 1/4 (Parlament Europejski, 2024). Silniki spalinowe wprowadzają do atmosfery dwutlenek węgla, związki azotu i inne toksyczne produkty spalania. Pojazdy z napędem elektrycznym są niskoemisyjne lub bezemisyjne tylko wtedy, gdy czerpią energię z czystych źródeł odnawialnych. Eksploatacji wszelkich pojazdów towarzyszy hałas, wydzielanie pyłów i innych zanieczyszczeń związanych z użytkowaniem i serwisem. Mieszkańcy miast są szczególnie narażeni na skutki rozwoju infrastruktury transportu.

Nowe rozwiązania w zakresie rozwoju mobilności miejskiej wymagają kompromisu między rosnącymi potrzebami gospodarczymi a negatywnymi skutkami zwiększającej się liczby wszelkiego rodzaju pojazdów. Negatywne skutki rozwoju to rosnąca kongestia, zanieczyszczenie powietrza, hałas, degradacja przestrzenna, wzrost liczby wypadków drogowych oraz strata czasu. Permanentna kongestia drogowa wpływa na spadek atrakcyjności i konkurencyjności obszarów zurbanizowanych, spadek inwestycji, wyludnianie się miast, w konsekwencji zmniejszanie się wpływów budżetowych. Nowe podejście do mobilności charakteryzuje się promowaniem zachowań, które zaspokajają konieczne potrzeby społeczne i indywidualne ludności, przy czym uwzględniają wszelkie aspekty ochrony środowiska. Bardzo ważne jest zapewnienie równości społecznej w dostępie do infrastruktury mobilności. Równie istotny jest czynnik ekonomiczny. Wszelkie projekty infrastrukturalne w transporcie muszą uwzględniać efektywność ekonomiczną. Konieczne są nowe rozwiązania w transporcie i mobilności zmierzające do wyeliminowania lub ograniczenia emisji negatyw-

nie wpływających na środowisko mieszkańców, przy zapewnieniu im zaspokojenia podstawowych potrzeb. Tę nową kulturę mobilności można zdefiniować jako „sposób przemieszczania się ludności miejskiej umożliwiający swobodne pokonywanie przestrzeni, nieograniczone, wynikające z wyboru korzystnych, z punktu widzenia podróznego, środków transportu, czasu podróży czy też trasy (...). Nowa kultura mobilności to postawy mieszkańców miast skłaniające do ruchu pieszego oraz korzystania z rowerów i transportu publicznego oraz postawy odpowiedzialnego, samoograniczającego się korzystania z samochodu osobowego” (Ciastoń-Ciulkin, 2016).

2. Transport w ujęciu historycznym

Transport i mobilność znacznie ewoluowały na przestrzeni czasu, pod wpływem postępu technologicznego i czynników społeczno-ekonomicznych. Historycznie systemy transportowe kształtowały rozwój miast i struktury społeczne, tworząc zależności ścieżkowe, które wpływają na obecne wzorce mobilności (Moraglio i Kopperi, 2014). Wzajemne oddziaływanie transportu i rozwoju urbanistycznego było kluczowym czynnikiem w kształtowaniu miast, przy czym różne systemy mobilności w różny sposób oddziałują na przestrzeń i środowisko (Vinci, 2020). Niezbędnymi elementami mobilności transportowej zawsze były i są pojazdy pasażerskie i towarowe, infrastruktura drogowa, system serwisowania, infrastruktura zasilania w energię, zarządzanie całym systemem transportowym. Cywilizacja europejska swój rozwój zawdzięczała m.in. mobilności transportowej (Landes, 2015), poczynając od Imperium Rzymskiego, które posiadało rozległy system transportowy obejmujący infrastrukturę miejską, tereny podmiejskie oraz szlaki komunikacyjne lądowe i wodne.

Zasięg państwa rzymskiego stale się powiększał, a rzymskie drogi przekształciły się w ogromny system komunikacyjny, który ze szlakami morskimi scalał imperium rozciągające się na tysiące kilometrów na trzech kontynentach. Do końca II w. rzymscy inżynierowie zbudowali ok. 48,5 tys. mil rzymskich (71,7 tys. km) dróg bitych. Sto lat później inwentaryzacja wykazała istnienie na obszarze imperium 372 dróg o łącznej długości 78,3 tys. kilometrów. Rzymskie drogi, w zależności od przeznaczenia, miały różną szerokość. Najszersze miały nawet 15 m szerokości, ale najczęściej nie przekraczały 5 m. Budowano też wiele dróg o szerokości około 3,5 m, które pozwalały na minięcie się dwóch wozów. Drogi te stanowiły sieć połączeń w skali cesarstwa. Wyznaczano też drogi o znaczeniu lokalnym, o szerokości 1,20 m, a także drogi dla pieszych i konnych, o szerokości 60 cm, ścieżki o szerokości 30 cm. Wzdłuż dróg działały stacje poczty państwowej. Po tych drogach i ulicach miasta poruszały się pojazdy pro-

dukowane w rzymskich zakładach produkcyjnych. Wytwarzano je w kilkunastu wersjach w zależności od przeznaczenia (Jasiński, 2025).

Upadek Cesarstwa Rzymskiego przyczynił się do zmian w transporcie i mobilności w Europie, Azji i Afryce Północnej, chociaż warto podkreślić, że w wielu miejscach sieć dróg pozostała użyteczna nawet do XI w. dzięki solidnej konstrukcji i zastosowaniu kamienia oraz cementu. Z kolei w średniowiecznych Chinach nastąpił rozwój specjalnie zaprojektowanych jednokołowych taczek i wąskich ścieżek, które okazały się dobrym rozwiązaniem na prawie 1500 lat. W tym czasie Europejczycy nie stworzyli nowej infrastruktury drogowej i nie opracowali nowych typów pojazdów. Dopiero gwałtowny rozwój nauki i techniki w czasie rewolucji przemysłowej zaowocował nowymi oryginalnymi propozycjami. Transport kołowy wraz z infrastrukturą drogową odbudował się w pełni w Europie dopiero w XIX wieku (De Decker, 2011).

W epoce nowożytnej sposobem podróżowania była jazda konna. Używane były także powozy i karety, lecz zły stan dróg ograniczał ten środek transportu lądowego. W krajach wyżej rozwiniętych duże znaczenie miały dyliżanse pocztowe. Rozwijała się także żegluga śródlądowa. Korzystano z łodzi pasażerskich i towarowych, barek rzecznych o dużej ładowności. Podstawową infrastrukturę stanowiły naturalne ciekі wodne. W XVII w. sztuczne kanały zwiększyły możliwości przewożenia towarów do celów handlowych. Główne szlaki wodne Europy skojarzone były z rzekami i ich dopływami: Renem, Dunajem, Loarą, Padem, Wisłą. Stosowano napęd żaglowy, wspomagany wiosłowym. Używano także zaprzęgów konskich do ciągnięcia barek. Powstały szlaki kombinowane morskie, rzeczne i kanałowe (Kucharski, 2011).

Na znaczeniu zyskiwały także szlaki morskie, w tym nowo odkrywane. Rozwijały się potęgi morskie (Portugalia, Hiszpania, Anglia, Francja, Holandia, Dania), które konkurowały o handel z Indiami i Ameryką. Ważną rolę w gospodarce odgrywał koszt przewozu towarów i ludzi. Dla wewnętrznego rozwoju gospodarczego konieczna stała się radykalna rozbudowa infrastruktury transportowej, w tym dróg i kanałów. Wymagało to inwestycji państwa dla usprawnienia komunikacji na duże odległości i inwestycji władz w infrastrukturę terenów zurbanizowanych. Pod względem budowy dróg bitych na pierwsze miejsce wysunęła się Francja, gdzie od 1715 r. działał słynny Zarząd Dróg i Mostów. We Francji powstał również Korpus Inżynierów Komunikacji, a w 1747 r. założono Szkołę Budowy Dróg i Mostów. Za panowania Ludwika XV Paryż połączono z miastami prowincjonalnymi wspaniałą, jak na owe czasy, siecią brukowanych traktów, która pod koniec stulecia osiągnęła długość około 5 tys. kilometrów.

Budowę wielkich dróg lądowych podejmowano w znacznej mierze ze względów administracyjnych oraz w celu usprawnienia transportu ludzi i poczty. Wiek XVIII to era traktów pocztowych i stosunkowo szybkich dyliżansów.

Regularnie kursujące, duże i dobrze resorowane pojazdy w drugiej połowie stulecia zajęły miejsce trzęsących się karetek pocztowych stosowanych w zachodniej Europie.

W Holandii już w XVII w. istniała gęsta sieć kanałów wodnych i transport towarów odbywał się głównie tą drogą. Podobnie we Francji już w XVII i w XVIII w. przeprowadzono budowę wielkich kanałów łączących za pomocą rzek Morze Śródziemne z Północnym i Oceanem Atlantyckim. W XVIII w. intensywnie budowano kanały w państwie pruskim i w Lombardii. Za czasów Piotra I rozpoczęto budowę kanałów w Rosji i w połowie XVIII w. dzięki łączącym rzeki kanałom został utworzony szlak wodny od Uralu do Petersburga. W Polsce przekopane za panowania Stanisława Augusta Poniatowskiego kanały połączyły rzeki wpadające do Bałtyku i Morza Czarnego. Prace te usprawniły żeglugę rzeczną, w której jednak, do czasu wprowadzenia statków parowych, nie potrafiono rozwiązać problemu płynięcia pod prąd. Można powiedzieć, że ostatnie dziesięciolecie XVIII w. i pierwsze XIX w. to „era kanałów” w transporcie zachodniej Europy (Przybylski, [http](#)).

Pod koniec XVIII w. dominowały pojazdy tradycyjne, ulepszone konstrukcyjnie w porównaniu do tych stosowanych w średniowieczu, lecz napędzane siłą mięśni ludzi i zwierząt. Gospodarka była zasilana także energią wiatru, wody oraz energią cieplną spalania, głównie drewna. Wyraźny postęp był widoczny w transporcie wodnym. Okręty wojenne i pełnomorskie statki handlowe zwiększyły ekspansję krajów europejskich na nowe terytoria. Jednocześnie wymiana handlowa pobudzała wewnętrzny rozwój krajów bogatszych w dziedzinie łączności, rolnictwa, nauki i techniki. Procesom gospodarczym towarzyszyła ekspansja militarna. Podboje kolonialne stwarzały nowe kierunki rozwoju. Powstawały miasta, które zmieniały środowisko.

2.1. Rewolucja w mobilności na przełomie XIX i XX wieku

Rewolucja przemysłowa XIX w. zmieniła radykalnie transport i mobilność na terenach zurbanizowanych i między miastami. W 1897 r. W Berlinie odbyło się zgromadzenie założycielskie Central European Motor Vehicle Association (Ciastoń-Ciulkin, 2016).

Para, ropa i jej pochodne oraz prąd popychały transport do przodu. Które rozwiązanie miało okazać się najskuteczniejsze? Przełom XIX i XX wieku przyniósł ogromny postęp w dziedzinie pojazdów elektrycznych. W pewnym momencie stanowiły blisko 40% rynku amerykańskiego, a floty taksówek elektrycznych przewoziły pasażerów w Nowym Jorku i w Londynie. Pojazdy były znane z płynnej, cichej jazdy, w przeciwieństwie do swoich parowych lub benzynowych odpowiedników, a także były łatwe w prowadzeniu i manewrowaniu.

Wczesne samochody benzynowe wymagały ręcznej korby do zmiany biegów, co było kłopotliwe i potencjalnie niebezpieczne. Samochody elektryczne szybko stały się preferowanym środkiem transportu, szczególnie w przypadku krótkich wycieczek po mieście.

W tym czasie pojawiły się również wersje hybrydowe. Na przykład firma Woods Motor Vehicle Company wyprodukowała model Dual Power z silnikiem spalinowym i elektrycznym. Przy prędkościach poniżej 15 mil na godzinę stosowano silnik elektryczny, a powyżej (do 35 mil na godzinę) jego miejsce zajmował silnik konwencjonalny. Ponadto General Electric zaprojektował benzynowo-elektryczny autobus hybrydowy do użytku w Nowym Jorku.

Na początku XX w. General Electric wyprodukował „Electrant”, który oferował ładowanie uliczne w Nowym Jorku. Pojazdy elektryczne można było również ładować u dealera, akumulatory dało się wyjmować i ładować oddzielnie, urządzenia ładujące można było używać zarówno do usług DC, jak i AC. Do roku 1900 40% samochodów w Stanach Zjednoczonych stanowiły samochody parowe, 38% samochody elektryczne, a 22% samochody benzynowe. W 1901 r. w Nowym Jorku było nawet 50% samochodów elektrycznych i 30% samochodów parowych; resztę stanowiły pojazdy korzystające z nafty, acetylenu i pojazdy pneumatyczne.

Szczyt fali samochodów elektrycznych przypadł na rok 1912: dwudziestu producentów zbudowało 33 842 samochody elektryczne; jednakże przy łącznej liczbie 356 tys. samochodów i 22 tys. pojazdów użytkowych, stanowiło to mniej niż 10% rynku z tendencją spadkową. Sam Ford zbudował więcej samochodów niż wszyscy producenci samochodów elektrycznych razem wzięci i osiągnął 22% udziału w rynku z wynikiem 78 440 pojazdów.

Pomimo początkowej popularności pojazdów elektrycznych już po kilku latach zaczęły one znikać z ulic. Spadek ten spowodowany był wieloma czynnikami, m.in.:

- zwiększyła się liczba dróg poza granicami miast i poprawił się ich stan;
- wzrosła potrzeba podróżowania poza miasta;
- w 1912 r. Charles Kettering zaprojektował rozrusznik elektryczny, który wyeliminował potrzebę ręcznego obracania silnika spalinowego pojazdów;
- widoczny był znaczący postęp w budowie silników spalinowych;
- Henry Ford, m.in. dzięki standaryzacji i częściowej automatyzacji produkcji, stał się pionierem w oferowaniu dostępnego cenowo pojazdu (Ford model T);
- spadek cen paliw sprawił, że pojazdy spalinowe stały się jeszcze bardziej atrakcyjne, podczas gdy modele elektryczne były nadal kosztowne (pojazdy elektryczne stały się dwa do trzech razy droższe niż samochody benzynowe).

Reasumując: wolniejsze i o mniejszym zasięgu pojazdy elektryczne przestały być konkurencyjne. Do 1930 r. pojazdy elektryczne praktycznie zniknęły z dróg, chociaż w latach 1896–1939 na całym świecie zarejestrowano 565 marek samochodów elektrycznych.

Nowa era samochodów elektrycznych nastąpiła w XXI wieku. Pojazdy elektryczne mają wiele zalet: charakteryzują się wysoką sprawnością, ich silniki pracują cicho i płynnie, mogą odzyskiwać energię podczas hamowania, nie emitują szkodliwych substancji podczas jazdy. Rozwój alternatywnych źródeł energii i motoryzacji w kierunku transportu elektrycznego jest uzasadniony względami ekologicznymi, energetycznymi, ekonomicznymi. Obecnie pojazdy elektryczne stanowią techniczną i ekonomiczną alternatywę dla pojazdów spalinowych, szczególnie w ruchu miejskim.

2.2. Pojazd – definicje i rodzaje

Legalną definicję terminu pojazd zawiera ustawa z dnia 20 czerwca 1997 r. – Prawo o ruchu drogowym (UstPoRD). Zgodnie z art. 2 pkt 31 pojazd to środek transportu przeznaczony do poruszania się po drodze oraz maszynę lub urządzenie do tego przystosowane z wyjątkiem urządzenia wspomagającego ruch. Odwołując się do funkcji, możemy zdefiniować pojazd jako urządzenie do transportu ludzi, zwierząt lub towarów, w różnych środowiskach (lądowym, powietrznym, wodnym) i przy wykorzystaniu różnorodnych technologii: kół, gąsienic, pływ. Pojazd może być napędzany własnym źródłem napędu (zasilanym z własnego lub zewnętrznego źródła energii), ciągnięty lub pchany. Pojazdy można podzielić na: lądowe, ziemno-wodne, pojazdy kosmiczne, pojazdy podwodne. Natomiast pojazdy lądowe na: kołowe, szynowe, gąsienicowe, półgąsienicowe, ślimakowe, pływowe, na poduszce magnetycznej.

W mobilności miejskiej szczególne znaczenie mają pojazdy lądowe: kołowe, szynowe. Z kolei ze względu na napęd stosowane są pojazdy spalinowe i elektryczne. Jako paliwo w pojazdach spalinowych stosowane są przede wszystkim:

- benzyna,
- olej napędowy,
- gaz LPG (Liquefied Petroleum Gas; mieszanina propanu z butanem w stanie ciekłym),
- CNG (Compressed Natural Gas; sprężony i magazynowany pod wysokim ciśnieniem gaz ziemny),
- LNG (Liquefied Natural Gas; gaz ziemny w ciekłym stanie skupienia, który obecnie zaczyna być coraz częściej stosowany do zasilania silników pojazdów ciężarowych i autobusów),

- biogaz,
- wodór.

W pojazdach elektrycznych stosowane jest bezpośrednie zasilanie baterii prądem elektrycznym lub tankowanie wodorem zbiorników pojazdów, który wewnątrz pojazdu jest przetwarzany przez ogniwa paliwowe w energię elektryczną. Każdy rodzaj paliwa wymaga innej technologii tankowania.

3. Współczesne systemy mobilności

Na przestrzeni XX w. systemy mobilności znacząco się rozrosły i skomplikowały. Zarówno w mobilności miejskiej, jak i transporcie dalekodystansowym stopniowo pojawiały się coraz nowsze i bardziej zróżnicowane środki transportu. Rozbudowie na ogromną skalę uległy wszystkie systemy mobilności oraz infrastruktura transportu zbiorowego – regionalny i globalny transport lotniczy, transport morski, transport drogowy wraz z dynamiczną rozbudową sieci dróg. Dodatkowo doszło do wielu przełomów technologicznych oraz organizacyjnych, które skutkowały upowszechnieniem i ogólnym dostępem do różnego typu pojazdów mobilności indywidualnej. Oczywistym przykładem jest w tym obszarze Henry Ford, którego uważa się na innowatora i pioniera w dyscyplinie nauki o zarządzaniu za zrewolucjonizowanie podejścia do produkcji, wprowadzenie pojęcia linii montażowych, standaryzacji procesów, znaczącego podniesienia efektywności pracy i wdrożenia 8-godzinnego dnia pracy. Wszystko to całkowicie odmieniło sektor motoryzacyjny sprawiając, że samochody osobowe w obecnych czasach znajdują się w prawie każdym gospodarstwie domowym.

W ostatnich dekadach uwaga skupiła się na rozwoju inteligentnych, zintegrowanych i niskoemisyjnych systemów mobilności. Inteligentne Systemy Transportowe (ITS) stały się centralnym elementem nowoczesnego transportu, integrując rozwiązania technologiczne w celu zwiększenia bezpieczeństwa, efektywności i zrównoważenia (Leviäkangas i Ahonen, 2021). Systemy te opierają się na partnerstwie sektora publicznego i prywatnego i są postrzegane jako kluczowe w rozwiązywaniu współczesnych wyzwań mobilności (Oberzaucher, Wagner-Luptacik, 2011). XXI wiek przyniósł nam jeszcze większe przyspieszenie rozwoju poszczególnych technologii, w tym technologii informatycznych oraz różnych technologii magazynowania energii, które mocno namieszały w obszarze sektora transportu i mobilności.

Powyższe czynniki, wraz z rozwojem globalnego przemysłu, doprowadziły ludzkość z jednej strony do olbrzymich możliwości i swobody przemieszczania się, z drugiej zaś do problemów i wyzwań w zakresie zarządzania i utrzymania wysokiej efektywności mobilności oraz powszechnej dostępności do środków

transportu. W trzeciej dekadzie XXI w. mamy do czynienia z czterema kluczowymi i oddziałyującymi na siebie czynnikami wpływającymi na systemy mobilności (Athanasopoulou i in., 2019; Butler, Paz, 2020):

- kongestia i ograniczona przepustowość istniejącej infrastruktury (korki uliczne, duży ruch i kolejki w portach lotniczych, zatory w wąskich gardłach transportu morskiego – np. w Kanale Sueskim);
- zmiany klimatyczne powodujące obniżenie jakości życia, w tym smog i drastyczne pogorszenie jakości powietrza w coraz większej liczbie obszarów zurbanizowanych, globalne ocieplenie, ograniczony dostęp do surowców i zasobów naturalnych (w tym surowców ziem rzadkich) oraz rosnąca potrzeba ochrony środowiska;
- rozwój technologiczny i ekonomiczny, który prowadzi do dywersyfikacji rodzajów napędów (pojazdy spalinowe, elektryczne, hybrydowe), rodzajów paliw (domieszki do paliw tradycyjnych, paliwa syntetyczne, energia elektryczna, wodór, paliwa gazowe, i inne), pierwszych wdrożeń pojazdów autonomicznych, a także coraz większej różnorodności rodzajów dostępnych pojazdów (przez samochody różnych klas i wielkości, rowery wspomagane napędem elektrycznych, hulajnogi elektryczne, segway, nowe pojazdy wodne, po plecaki odrzutowe czy elektryczne deski surfingowe);
- pandemia COVID-19 oraz kryzysy geopolityczne, które wprowadziły bardzo duży chaos i ograniczenia w przemieszczaniu się w czasach, w których globalizacja osiągnęła bardzo wysoki poziom. Widać to szczególnie w transporcie dalekodystansowym oraz transporcie towarów (cargo), a najsilniej dotknięty zmianami i niepewnością został transport lotniczy oraz morski (brak możliwości lotów nad terytorium Rosji oraz innych obszarów objętych wojną i sankcjami, ataki piratów w akwenie Morza Arabskiego i idące za tym ograniczenie ruchu w Kanale Sueskim, po roszczeniu do kontroli nad Kanałem Panamskim przez prezydenta USA). Trzeba też wspomnieć o zmianach w strukturze globalnego sektora motoryzacyjnego wskutek popularyzacji pojazdów elektrycznych oraz rosnącej pozycji w tym sektorze Chin, co przełożyło się na wprowadzenie ceł ochronnych na importowane pojazdy samochodowe z Państwa Środka przez USA oraz UE, ale także ceł na importowane pojazdy samochodowe pomiędzy USA a UE w ramach walki o utrzymanie pozycji rodzimego przemysłu motoryzacyjnego.

4. Nowe modele mobilności

Współczesne systemy transportowe stoją przed koniecznością dostosowania się do rosnących wyzwań związanych z urbanizacją, zmianami klimatu oraz potrzebą poprawy jakości życia w miastach. Dynamiczny rozwój technologii,

innowacyjne modele biznesowe oraz zmieniające się oczekiwania społeczne prowadzą do transformacji sposobów przemieszczania się ludzi i towarów. Nowe modele mobilności koncentrują się na ograniczaniu emisji, zwiększaniu efektywności energetycznej i integracji różnych środków transportu. W kolejnych podrozdziałach omówione zostaną najważniejsze kierunki zmian, które kształtują przyszłość mobilności.

4.1. Nisko- i zeroemisyjny transport publiczny

Inteligentna mobilność obejmuje szereg technologii i systemów zaprojektowanych w celu poprawy efektywności transportu oraz ograniczenia jego wpływu na środowisko. Obejmuje to wykorzystanie technologii cyfrowych do zarządzania ruchem w czasie rzeczywistym, pojazdy autonomiczne oraz inteligentną infrastrukturę (Raj, Palanichamy, 2020). Rozwój Inteligentnych Systemów Transportowych (ITS) ma na celu zapewnienie niezawodnej łączności, informacji o bezpieczeństwie oraz efektywnej komunikacji między pojazdami a infrastrukturą. Spośród nowych modeli mobilności najwięcej uwagi poświęca się tworzeniu efektywnego systemu transportu zbiorowego, szczególnie w komunikacji miejskiej. Nowoczesny system komunikacji publicznej musi uwzględniać wpływ wszystkich wymienionych wcześniej czynników, a więc problem rosnącej congestii, zmiany klimatu i ochronę środowiska, nowe technologie oraz dostępne, nowe i efektywne napędy, a także powszechną dostępność dla obywateli oraz bezpieczeństwo.

Jako najbardziej efektywny środek transportu zbiorowego wskazuje się komunikację szynową, która dobrze zarządzana jest w stanie przetransportować dużą liczbę osób, z wysoką prędkością, bez przestojów. W ostatnich latach rośnie waga transportu szynowego, zarówno w transporcie pasażerskim, jak i towarowym. W Europie dominują szynowe pojazdy elektryczne (docelowo najlepiej jakby były zasilane tanią energią o niskim śladzie węglowym), ale na części trakcji trudnych do zelektryfikowania testowane są np. zespoły trakcyjne i lokomotywy napędzane wodorem (np. zespół trakcyjny francuskiego koncernu Alstom o nazwie Corandia iLint, kursujący m.in. w Niemczech czy prototypowa lokomotywa wodorowa opracowana przez spółkę PESA Bydgoszcz we współpracy z Orlen S.A. oraz PKP S.A., o nazwie SM42-6Dn – rysunek 4.1). W wielu krajach, w tym w Polsce, rozwijana jest tzw. kolej dużych prędkości, a więc taka, która umożliwia się poruszanie się ze średnimi prędkościami wyższymi niż 200 km/h. Wzorem w tym aspekcie jest Japonia mająca dużą liczbę połączeń wysokich prędkości, ale także w ostatnich latach Chiny, które intensywnie inwestują w infrastrukturę kolejową czy Hiszpania. Wśród najbardziej ambitnych projektów znajduje się projekt Centralnego Portu Komunikacyjnego (CPK),

obejmujący budowę m.in. sieci kolejowych w całym kraju, które miałyby połączyć większość miast w Polsce z nowym lotniskiem w centralnej części kraju. Innym, jeszcze bardziej ambitnym pomysłem, jest połączenie Europy z Afryką tunelem kolejowym (między Hiszpanią a Marokiem), który miałby znacząco zwiększyć współpracę handlową pomiędzy dwoma kontynentami (Polskie Radio, 2025). W zakresie mobilności miejskiej również widzimy rosnącą rolę rozbudowanego i dobrze funkcjonującego systemu transportu szynowego.

Rysunek 4.1. Lokomotywa wodorowa SM42-6Dn PESA Bydgoszcz



Źródło: PESA Bydgoszcz (2025).

Drugim, bardzo ważnym środkiem komunikacji miejskiej są autobusy. Służą one do przewozu dużej liczby osób na krótkich trasach. Ze względu na warunki jazdy w mieście muszą się one odznaczać dużą zwrotnością i odpowiednim przyspieszeniem, ich prędkość maksymalna nie musi być zbyt duża. Obecnie stosowane autobusy występują w wersjach z różnorodnym napędem: od zasilanych paliwami konwencjonalnymi, przez zasilane gazem ziemnym, wersje hybrydowe, do elektrycznych i zasilanych wodorem¹. W autobusowej komunikacji publicznej w Polsce funkcjonuje łącznie ok. 12 tys. autobusów, z czego autobusy nisko- i zeroemisyjne stanowiły w przybliżeniu 10% floty na koniec 2023 r. (wliczając bateryjne autobusy elektryczne BEV, autobusy napędzane wodorem FCEV oraz wspomniane trolejbusy) (Tchorek i in., 2024). Rynek autobusów miejskich jest jednym z najszybciej adaptujących pojazdy nisko- i zeroemisyjne, z jednej strony ze względów na implementowane wymogi prawne (np. Ustawa o elektromobilności i paliwach alternatywnych), z drugiej zaś – dotacje do zakupu nowego

¹ Z kolei trolejbus jest pojazdem silnikowym pobierającym prąd z zewnętrznego źródła zasilania przez dwuprzewodową sieć trakcyjną. Produkuje się też trolejbusy mające możliwość jazdy na odcinkach pozbawionych sieci trakcyjnej. W Polsce komunikacja trolejbusowa funkcjonuje obecnie tylko w 3 miastach: w Gdyni, Lublinie oraz Tychach, co jest skutkiem m.in. wysokich kosztów budowy infrastruktury.

taboru oraz budowy nowej infrastruktury – zajezdni oraz stacji ładowania/tankowania pojazdów (np. „Zielony Transport Publiczny” NFOŚiGW). Widać to przy analizie danych nowych rejestracji autobusów miejskich w Polsce w 2023 r. – liczba nowych rejestracji wyniosła 848 szt., z czego aż 335 szt. (39,5%) stanowiły autobusy elektryczne BEV, następnie 291 szt. autobusy z napędem Diesla (34,3%), 104 szt. autobusy hybrydowe (12,3%), 72 szt. autobusy gazowe CNG i LNG (8,5%) oraz 46 szt. autobusy wodorowe FCEV (5,4%). Duża dywersyfikacja napędów może stanowić wyzwanie organizacyjne dla operatorów komunikacji miejskiej, a koszt wymiany taboru jest duży, chociaż wraz z rozwojem technologii niskoemisyjnych widać stopniowe obniżanie cen pojazdów oraz infrastruktury, które powoli zbliżają się do cen pojazdów konwencjonalnych. Niemniej rozwój niskoemisyjnego, efektywnego i nowoczesnego systemu transportu autobusowego jest jednym z priorytetowych obszarów rozwojowych wielu państw i regionów świata, w tym Unii Europejskiej i Polski.

4.2. Pojazdy nisko- i zeroemisyjne w transporcie prywatnym

Współczesny sposób przemieszczania się zdominowany jest w znaczącym stopniu przez pojazdy drogowe, a szczególnie prywatne samochody osobowe. Szacuje się, że światowa flota samochodów osobowych w 2025 r. wynosi ok. 1,5 mld pojazdów, a liczba ta ciągle rośnie. Przy obecnych tendencjach prognozy zakładają, że liczba samochodów na świecie w roku 2040 przekroczy 2 mld sztuk. W Polsce pod koniec 2022 r. park pojazdów osobowych wynosił ok. 19,5 mln sztuk (Tchorek i in., 2024). Rosnąca liczba pojazdów będzie rodzić problemy, m.in. w postaci wspomianej już kongestii, zwiększenia emisji zanieczyszczeń przekładających się na pogorszenie jakości powietrza, ale także potrzebę rozbudowy infrastruktury, w tym budowy skomplikowanych obiektów drogowych czy infrastruktury tankowania i ładowania pojazdów.

Kwestie ochrony środowiska, ale także rozwój różnych technologii doprowadziły do dużej dywersyfikacji napędów oraz wykorzystywanych paliw w transporcie pasażerskim. Na świecie rośnie udział szczególnie pojazdów hybrydowych, wykorzystujących zarówno napęd konwencjonalny (silniki wewnętrznego spalania), jak i elektryczny, oraz udział pojazdów w pełni elektrycznych. Na rynku dostępne są również pojazdy napędzane wodorem (samochody elektryczne z ogniwem paliwowych – Fuel Cell Electric Vehicles, FCEV), pojazdy napędzane gazem LPG, sprężonym gazem ziemnym CNG, skroplonym gazem ziemnym LNG czy innymi paliwami. Jednocześnie duże grupy paliwowe oraz koncerny motoryzacyjne opracowują paliwa syntetyczne oraz biopaliwa, które nie wpływałyby negatywnie na środowisko, a mogłyby być wykorzystywane w silnikach wewnętrznego spalania. Przykładem jest projekt niemieckiej marki Porsche, która w 2022 r.

otworzyła zakład produkcji e-paliwa w Chile (Porsche Newsroom, 2022). Poszukiwanie bardziej efektywnych i ekologicznych technologii w przemyśle motoryzacyjnym z jednej strony prowadzi do dużego rozwoju, wzrostu globalnej konkurencji oraz pojawiania się na rynku coraz bardziej wyspecjalizowanych pojazdów i technologii, z drugiej zaś – do ponoszenia wysokich kosztów budowy nowej infrastruktury zasilania pojazdów każdego rodzaju oraz dyskusji i napięć biznesowych oraz społecznych, w którym kierunku powinien być rozwijany rynek motoryzacyjny. Zrównoważony rozwój stał się kluczowym aspektem nowoczesnych systemów transportowych. Dążenia do ograniczenia emisji obejmują promocję mobilności elektrycznej zarówno w sektorze prywatnym, jak i publicznym (Ajanovic i in., 2021). Polityki i subsydia odgrywają istotną rolę w zachęcaniu do adopcji pojazdów elektrycznych oraz w zapewnianiu, że wykorzystywana energia pochodzi ze źródeł odnawialnych. Ponadto podejścia oparte na zrównoważonym transporcie kładą nacisk na dostępność, bezpieczeństwo i przyjazność dla środowiska, integrując różne środki transportu w celu skutecznego zarządzania przepustowością i popytem (Doğan i in., 2018).

4.3. Transport lotniczy i wodny

Podobnie jak w przypadku transportu kolejowego czy drogowego w transporcie morskim oraz lotniczym również podejmowane są próby zwiększenia efektywności i zaawansowania technologicznego łodzi, statków oraz samolotów, oraz zmniejszenie negatywnego wpływu na środowisko. Dotyczy to zarówno środków transportu, jak i sposobu funkcjonowania portów. Ze względu na dużą wielkość statków oraz samolotów w transporcie dalekodystansowym jest to jednak niezwykle trudne. W transporcie lotniczym wdrażane są inicjatywy mające na celu m.in. zwiększenie wykorzystania tzw. zrównoważonych paliw lotniczych (*Sustainable Aviation Fuels*, SAF), do czego odnosi się np. unijna dyrektywa *FuelEU Aviation*. Dużo więcej dynamicznych zmian ma miejsce w odniesieniu do małych jednostek latających. Na rynku pojawia się coraz więcej producentów oferujących małe samoloty elektryczne czy napędzane innymi paliwami alternatywnymi, pojawiają się również prototypy nowych, latających środków transportu (np. określane mianem latających skuterów). Trzeba również wspomnieć o dronach, które odgrywają coraz większą rolę w różnych branżach i obszarach. W obszarze transportu wodnego oraz morskiego również podejmowana jest próba zwiększenia wykorzystania paliw o mniejszej emisyjności, do czego odnosi się unijna dyrektywa *FuelEU Maritime*. Najwięcej jednostek pływających z napędami alternatywnymi wdrażanych jest w transporcie rzeczonym (np. elektryczne promy), przybrzeżnym, rzeczonym, jednostkach operujących w portach morskich (np. holowniki portowe) oraz w łodziach turystycznych.

4.4. Ekonomia współdzielenia i mobilność współdzielona

Druga dekada XXI w., której towarzyszył prawdopodobnie najbardziej dynamiczny rozwój technologii teleinformatycznych (przynajmniej w obszarze upowszechnienia dostępu do internetu), przyniosła duży rozwój tzw. ekonomii współdzielenia oraz usług mobilności współdzielonej. Idea opiera się na transakcyjnym współdzieleniu się dobrami i usługami pomiędzy różnymi podmiotami, co ma prowadzić do bardziej efektywnego wykorzystania zasobów w społeczeństwie. W potocznym języku mobilność współdzieloną często określa się mianem wynajmu na minuty lub współdzieleniem podróży. W praktyce najczęściej jest to krótkoterminowy wynajem różnych środków transportu, zazwyczaj przez aplikację mobilną, bez udziału sprzedawcy/innych osób. W tym obszarze trzeba podkreślić innowacyjną rolę internetu oraz aplikacji mobilnych, które znacząco zmieniły funkcjonowanie rynku usług mobilności współdzielonej. Do systemów mobilności współdzielonej zalicza się m.in. współdzielone rowery miejskie, wynajem aut na minuty (*car sharing*), wynajem skuterów na minuty (*scooter sharing*), przewóz osób typu taxi wraz z usługami mobilności na żądanie (np. Uber, Lyft, Bolt) czy wynajmem bardzo popularnych w ostatnim czasie hulajnog elektrycznych. Globalny rynek usług mobilności współdzielonej dynamicznie się rozwija. Najnowsze badania wskazują, że w Europie aż 311 miast o liczbie mieszkańców powyżej 100 tys. posiada chociaż jeden system usług mobilności współdzielonej, co stanowi ponad 80,4% wszystkich europejskich miast (Coenegrachts i in., 2024).

Mobilność współdzielona postrzegana jest jako środki transportu, które w głównej mierze są komplementarne wobec systemu transportu publicznego – wspomagają miejski transport publiczny, szczególnie na krótkich odcinkach – do kilku/kilkunastu kilometrów, tam, gdzie system transportu publicznego nie oferuje wygodnych i efektywnych połączeń. Głównym zadaniem mobilności współdzielonej z logistycznego i ekologicznego punktu widzenia jest zmniejszenie nieefektywnego wykorzystania prywatnych samochodów osobowych na krótkich dystansach w mobilności miejskiej. Trzeba również podkreślić dużą rolę kapitału społecznego, który znacząco wpływa na funkcjonowanie współdzielonych modeli biznesowych (Tchorek i in., 2020). Współdzielone modele biznesowe wymagają od użytkowników oraz pozostałych interesariuszy (społeczeństwa) odpowiedzialnego zachowania grupowego – w tym dbania o wypożyczone pojazdy, niepozostawiania ich w niedozwolonych miejscach (np. przewróconych hulajnog i rowerów na środku chodników), komunikacji z operatorami w przypadku braku przestrzegania zasad przez innych uczestników itp. Przejście do inteligentnych i zrównoważonych systemów mobilności wiąże się z koniecznością zmierzania się z wyzwaniami społeczno-technologicznymi. Obejmuje

to potrzebę współpracy, komunikacji i koordynacji między różnymi interesariuszami (Büscher i in., 2009). Integracja nowych technologii musi również uwzględniać kwestie społeczne, takie jak ubóstwo transportowe i wykluczenie społeczne. Co więcej, rozwój usług współdzielonej mobilności może przyczynić się do bardziej inkluzywnego i zrównoważonego rozwoju miast (Vinci, 2020).

4.5. Pojazdy autonomiczne

Kolejnym nowym modelem mobilności są usługi transportowe z wykorzystaniem pojazdów autonomicznych (poruszających się samodzielnie, bez operatora ani kierowcy). Dużą rolę w popularyzacji autonomicznego trybu jazdy samochodów osobowych miał amerykański koncern motoryzacyjny produkujący samochody elektryczne Tesla. W pojazdach tego producenta wymagana jest jednak obecność kierowcy, nadzorującego pojazd w trakcie jazdy. W obecnych czasach wciąż istnieje wiele barier technologicznych, społecznych oraz przede wszystkim prawnych, które ograniczają rozwój technologii autonomicznych w motoryzacji. Sytuacja powoli ulega jednak zmianom, co widać w usługach przewozu osób taxi/usług mobilności na żądanie. Przykładem jest amerykański projekt Waymo, który rozwijany jest przez koncern Alphabet Inc. (Google). Waymo z sukcesem oferuje usługi przewozu osób z wykorzystaniem w pełni autonomicznych pojazdów elektrycznych w wybranych miastach USA – Los Angeles, San Francisco, Austin, Phoenix oraz niedługo w Miami i Atlancie (waymo.com, 2025 – por. rys. 4.2). Do tego celu wykorzystuje zmodyfikowane samochody Jaguar I-Pace, wyposażone w szereg czujników, w tym kamer na zewnątrz samochodu i potężnego oprogramowania sztucznej inteligencji (AI). Innym przykładem wykorzystania pojazdów autonomicznych są usługi transportowe. Obecnie testowane są w tym celu specjalnie zaprojektowane, małe autonomiczne roboty mobilne w usługach kurierskich.

Rysunek 4.2. Pojazd autonomiczny Waymo (po lewej) oraz autonomiczny robot mobilny (po prawej), na ulicach Los Angeles w 2025 roku



Źródło: zdjęcia własne autorów.

Pomimo istnienia wielu barier coraz bardziej zaawansowane technologicznie pojazdy autonomiczne pojawiają się w różnych obszarach transportu i mobilności. W pierwszej kolejności prawdopodobnie ich upowszechnienie nastąpi w usługach mobilności na żądanie/taxi, co widać w projekcie Waymo. Można się również spodziewać dość dynamicznej popularyzacji pojazdów autonomicznych w środowiskach zamkniętych (w pełni kontrolowanych), np. pojazdów i maszyn w magazynach i fabrykach czy autonomicznych pojazdów w portach lotniczych i morskich.

4.6. Mikromobilność (mobilność osobista)

W transporcie indywidualnym promowane są przede wszystkim aktywne formy mobilności. Zdecydowanie jest to obszar transportu, któremu przywiązuje się bardzo dużo uwagi w odniesieniu do mobilności miejskiej. Zalicza się do niego transport rowerowy, transport pieszy, hulajnogi oraz pozostałe małe środki transportu (deskorolki tradycyjne i elektryczne, pojazdy typu Hoverboard, rolki i inne). W stymulacji aktywnego sposobu przemieszczania się kluczowy jest rozwój odpowiedniej infrastruktury zapewniającej komfort i bezpieczeństwo poruszania się. W tym zakresie praktycznie we wszystkich obszarach miejskich i wiejskich prowadzi się szeroko zakrojone inwestycje budowy chodników, ścieżek rowerowych czy publicznych stojaków i garaży rowerowych. Wraz z rosnącą liczbą osób poruszających się z wykorzystaniem małych środków transportu rosną również konflikty społeczne i niebezpieczne sytuacje drogowe pomiędzy różnymi uczestnikami ruchu drogowego. W tym celu prowadzone są szeroko zakrojone kampanie społeczne oraz edukacyjne.

W Polsce z każdym rokiem widać wzrost liczby rowerzystów oraz osób przemieszczających się z wykorzystaniem małych środków transportu. Przykład miast, w których komunikacja rowerowa odgrywa kluczową rolę w mobilności miejskiej, stanowią miasta holenderskie, duńskie czy japońskie oraz chińskie. W dyscyplinie nauk o zarządzaniu w tym obszarze rośnie popularność badań dotycząca modelowania ruchu rowerowego, modelowania ruchu w parkingach rowerowych oraz kwestii związanych z bezpieczeństwem oraz integracją mikromobilności z systemem drogowego transportu miejskiego. Niewątpliwie aktywne formy mobilności będą ogrywały rosnącą rolę w mobilności miejskiej.

5. Podsumowanie

Współczesne systemy mobilności są bardzo rozbudowane i uwzględniają różnorodne środki transportu, z których każdy ma inną funkcję. Kluczową rolę odgrywa wdrażanie koncepcji intermodalności – integracji różnych systemów

mobilności wokół węzłów multimodalnych (przesiadkowych), w taki sposób, aby użytkownicy w prosty i efektywny sposób mogli przesiąść się z jednego środka transportu w inny (np. na lotnisku z samolotu w pociąg, a następnie z dworca kolejowego w środki komunikacji publicznej, mobilność współdzieloną lub małe, indywidualne środki transportu). W tym celu wykorzystywane są m.in. możliwości nowych technologii teleinformatycznych, przy uwzględnieniu sztucznej inteligencji. Dużym wyzwaniem jest również ograniczenie emisyjności i negatywnego oddziaływania na środowisko wykorzystywanych pojazdów, przy jednoczesnym zapewnieniu jak najpowszechniejszego dostępu do mobilności, co uwzględnia aspekt ekonomiczny i zapewnienie niskiego kosztu pojazdów oraz usług transportowych. Przyszłość transportu i mobilności opiera się na dalszym rozwoju i integracji inteligentnych systemów, zrównoważonych praktyk oraz inkluzyjnych polityk. Obejmuje to eksplorację nowych form mobilności, takich jak mikromobilność czy miejska mobilność powietrzna, które stwarzają możliwości ograniczenia dominacji samochodów i promowania różnorodnych, zrównoważonych opcji transportu (Bahrami i Rigal, 2022). Dopasowanie polityki transportowej do współczesnych uwarunkowań społeczno-technicznych jest kluczowe, aby w pełni wykorzystać transformacyjny potencjał technologii inteligentnej mobilności.

Bibliografia

- Ajanovic, A., Siebenhofer, M., Haas, R. (2021). Electric mobility in cities: The case of Vienna. *Energies*, 14(1), 217. <https://doi.org/10.3390/en1401021>
- Athanasopoulou, A., De Reuver, M., Nikou, S., Bouwman, H. (2019). What technology enabled services impact business models in the automotive industry? An exploratory study. *Futures*, 109, 73–83. <https://doi.org/10.1016/j.futures.2019.04.001>
- Bahrami, F., Rigal, A. (2022). Planning for plurality of streets: A spheric approach to micro-mobilities. *Mobilities*, 17(1), 1–18. <https://doi.org/10.1080/17450101.2021.1984850>
- Büscher, M., Coulton, P., Efstratiou, C., Gellersen, H., Hemment, D., Mehmood, R., Sangiorgi, D. (2009). Intelligent mobility systems: Some socio-technical challenges and opportunities. W: R. Mehmood, E. Cerqueira, R. Piesiewicz, I. Chlamtac (red.), *Communications Infrastructure. Systems and Applications in Europe* (T. 16, s. 140–152). Springer Berlin Heidelberg. https://doi.org/10.1007/978-3-642-11284-3_15
- Butler, L., Yigitcanlar, T., Paz, A. (2020). Smart urban mobility innovations: A comprehensive review and evaluation. *IEEE Access*, 8, 196034–196049. <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2020.3034596>
- Ciastoń-Ciulkin, A. (2016). Nowa kultura mobilności – istota i ujęcie definicyjne. *Transport Miejski i Regionalny*, 1(2016). Pozyskano z https://www.transport-publiczny.pl/doc/Biala_Ksiega_Mobilnosci.pdf
- Coenegrachts, E., Vanelslender, T., Verhetsel, A., Beckers, J. (2024). Analyzing shared mobility markets in Europe: A comparative analysis of shared mobility schemes

- across 311 European cities. *Journal of Transport Geography*, 118, 103918. <https://doi.org/10.1016/j.jtrangeo.2024.103918>
- De Decker, K. (2011). *Chińska taczka z żaglem: sieć transportowa w ludzkiej skali*. Pozyskano z: <https://solar.lowtechmagazine.com/pl/2011/12/how-to-downsize-a-transport-network-the-chinese-wheelbarrow/> (dostęp: 15.05.2025).
- Doğan, I., Gültekin, A.B., Tanrıvermiş, H. (2018). Sustainable transportation. W: S. Firat, J. Kinuthia, A. Abu-Tair (red.), *Proceedings of 3rd International Sustainable Buildings Symposium* (T. 6, s. 232–252). Springer International Publishing. https://doi.org/10.1007/978-3-319-63709-9_19
- IPCC, Lee, H., Calvin, K., Dasgupta, D., Krinner, G., Mukherji, A., Thorne, P., ... Zommers, Z. (2023). *Climate change 2023: synthesis report. Contribution of working groups I, II and III to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change*. IPCC, Geneva, Switzerland. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- Jasiński, J., *Transport i podróże w starożytnym Rzymie*. Pozyskano z: https://imperium-romanum.pl/geografia/transport-podroze-w-starozytnym-rzymie/#google_vignette (dostęp: 15.05.2025).
- Jemielita, R. (2021). *Prawie jak tramwaj, choć nie potrzebuje szyn. Trolejbus ma 139. urodziny*. Pozyskano z: <https://moto.pl/MotoPL/7,170318,27031809,prawie-jak-tramwaj-choc-nie-potrzebuje-szyn-trolejbus-ma-139.html> (dostęp: 13.05.2025).
- Kucharski, A. (2011). *Konno czy łodzią? Dylematy staropolskich podróży lądowych w XVII w.* Pozyskano z: <https://wilanow-palac.pl/pasaz-wiedzy/konno-czy-lodziadylematy-staropolskich-podrozy-ladowych-w-xvii-w> (dostęp: 15.05.2025).
- Landes, D.S. (2015). *Bogactwo i nędza narodów. Dlaczego jedni są tak bogaci, a inni tak ubodzy*. Warszawa: Muza.
- Leviäkangas, P., Ahonen, V. (2021). The evolution of smart and intelligent mobility – a semantic and conceptual analysis. *International Journal of Technology*, 12(5), 1019. <https://doi.org/10.14716/ijtech.v12i5.5256>
- Moraglio, M., Kopper, C. (red.). (2015). *The organization of transport: A history of users, industry, and public policy*. Routledge Taylor & Francis Group.
- Oberzaucher, G., Wagner-Luptacik, P. (2011). *Moving smarter: attracting future generations of ITS experts*. 18th ITS World Congress. TransCore, ITS America, ERTICO-ITS Europe, ITS Asia-Pacific. Pozyskano z: <https://publications.ait.ac.at/de/publications/moving-smarter-attracting-future-generations-of-its-experts> (dostęp: 15.08.2025).
- Parlament Europejski. (2024). *Emisje CO₂ z samochodów: fakty i liczby (infografiki)*. Pozyskano z: <https://www.europarl.europa.eu/topics/pl/article/20190313STO31218/emisje-co2-z-samochodow-fakty-i-liczby-infografiki> (dostęp: 25.05.2025).
- Pesa Bydgoszcz. (2021). *Kolejowa premiera roku – PESA zaprezentowała lokomotywę wodorową na TRAKO*. Pozyskano z: <https://pesa.pl/kolejowa-premiera-roku-pesa-zaprezentowala-lokomotywe-wodorowa-na-trako/> (dostęp: 13.05.2025).
- Polskie Radio 24. (2025). *Tunel pod Morzem Śródziemnym? Hiszpania i Maroko chcą połączyć Europę z Afryką*. Pozyskano z: <https://polskieradio24.pl/artykul/35227-13,tunel-pod-morzem-sroziemnym-hiszpania-i-maroko-chca-polaczyc-europe-z-afryka> (dostęp: 20.05.2025).

- Porsche Newsroom. (2022). *eFuels pilot plant in Chile officially opened*. Pozyskano z: <https://newsroom.porsche.com/en/2022/company/porsche-highly-innovative-fuels-hif-opening-efuels-pilot-plant-haru-oni-chile-synthetic-fuels-30732.html> (dostęp: 14.05.2025).
- Przybylski, R., *Transport, Historia na 6*. Pozyskano z: https://www.na6.pl/historia/transport_gospodarka_nowozytnej_europy (dostęp: 15.05.2025).
- Raj, A.S.A., Palanichamy, Y. (2020). An aerial intelligent relay-road side unit (Air-rsu) framework for modern intelligent transportation system. *Peer-to-Peer Networking and Applications*, 13(3), 965–986. <https://doi.org/10.1007/s12083-019-00860-x>
- Tchorek, G. (red.) (2024). *Elektromobilność i paliwa alternatywne w Polsce do 2030 roku z perspektywy rynkowej i regulacyjnej, Raport Wydziału Zarządzania UW oraz Instytutu Energetyki IEN*. Pozyskano z: <https://ien.com.pl/images/konferencje/Elektromobilność-i-paliwa-alternatywne-w-Polsce.pdf> (dostęp: 17.08.2025).
- Tchorek, G., Brzozowski, M., Dziewanowska, K., Allen, A., Koziół, W., Kurtyka, M., Targowski, F. (2020). Social capital and value co-creation: The case of a polish car sharing company. *Sustainability*, 12(11), 4713. <https://doi.org/10.3390/su12114713>
- Ustawa z dnia 11 maja 2023 – Prawo o ruchu drogowym (Dz.U. z 2023 r., poz. 1047 z późn. zm.).
- Vinci, I. (2020). Sharing mobility and sustainable urban development: Emerging geographies and policy perspectives. *Diritto & Questioni Pubbliche*, 20, 173. Pozyskano z: https://www.dirittoequestionipubbliche.org/page/2020_special-issue/07_DQ20sp_Vinci.pdf
- Waymo. Pobrano z: waymo.com (dostęp 14.05.2025).
- Wikipedia. *First electric locomotive, built in 1879 by Werner von Siemens*. Pobrano z: https://pl.m.wikipedia.org/wiki/Plik:First_electric_locomotive,_built_in_1879_by_Werner_von_Siemens.jpg (dostęp 20.05.2025).

ROZDZIAŁ 5

Sektor ciepłownictwa systemowego w Polsce

mgr inż. MARCIN LASKOWSKI
ORCID 0009-0002-1956-0377

mgr inż. DOROTA JEZIOROWSKA
dorota.jeziorowska@gmail.com
ORCID 0009-0005-6719-5767

Streszczenie

Sektor ciepłownictwa systemowego jest jedną z kluczowych gałęzi energetyki w Polsce i ważnym elementem bezpieczeństwa energetycznego kraju. W rozdziale przedstawione zostały najważniejsze informacje na temat kształtu tego sektora, w tym najważniejsze regulacje krajowe i unijne, determinujące sposób jego funkcjonowania i kierunki transformacji. Opisano również najważniejsze uwarunkowania związane z procesem dekarbonizacji systemów ciepłowniczych w kontekście osiągnięcia w 2050 r. neutralności klimatycznej oraz poszczególnych kamieni milowych wynikających aktów prawnych przyjętych w ramach pakietu *Fit for 55*.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczne, ciepłownictwo systemowe, *Fit for 55*, systemy ciepłownicze; dekarbonizacja.

1. Ogólne zasady funkcjonowania i kluczowe akty prawne dotyczące sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

Podstawową rolą rynku ciepła jest zaspokojenie potrzeb ciepłych odbiorców końcowych na ciepło użytkowe. Istniejące w Polsce rozwiązania w zakresie ciepłownictwa, pozwalają dokonać podziału rynku ciepła ze względu na stosowane regulacje prawne na dwa funkcjonujące obszary:

- rynek regulowany – obejmujący koncesjonowane podmioty prowadzące działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji i/lub obrotu ciepła;
- rynek nieregulowany – obejmujący wszystkich pozostałych uczestników, którzy zaspokajają potrzeby na ciepło użytkowe w sposób inny, niż jest to realizowane w obszarze rynku regulowanego.

Innym stosowanym podziałem jest wyróżnienie:

- ciepłownictwa systemowego – dostawy ciepła do odbiorców końcowych realizowane są przez systemy ciepłownicze składające się ze źródeł ciepła i sieci ciepłowniczych z przyłączami do obiektów budowlanych. Systemy ciepłownicze mają lokalny charakter i obejmują zazwyczaj dane miasto lub aglomerację znajdującą się w zasięgu sieci ciepłowniczej. Dostawą ciepła sieciowego do odbiorców końcowych zajmuje się przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją i/lub obrotem ciepła. Przedsiębiorstwo to dostarcza ciepło wytworzone w źródłach ciepła należących do przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się wytwarzaniem ciepła. Źródła mogą być lokalne lub scentralizowane w postaci jednostek kogeneracji wchodzących w skład elektrociepłowni lub elektrowni, ciepłowni zawodowych lub przemysłowych, w tym instalacji odnawialnego źródła energii. Źródłem ciepła może być również ciepło odpadowe. W obrębie znacznej części systemów ciepłowniczych działalność prowadzą zintegrowane pionowo przedsiębiorstwa energetyczne, w których zadania wytwarzania, przesyłania i dystrybucji realizowane są przez ten sam podmiot. W przypadku rozdzielenia tych funkcji na danym rynku na dwa różne podmioty mowa jest o systemie niezintegrowanym. Działalność w ramach systemów ciepłowniczych, w zależności od ich wielkości, może być regulowana bądź nie;
- ciepłownictwa indywidualnego – źródłem ciepła użytkowego są indywidualne instalacje zlokalizowane w budynku i ciepło jest rozprowadzane po obiekcie za pomocą instalacji wewnętrznej. W przypadku instalacji indywidualnych nie ma ograniczenia fizycznego w zakresie dostaw nośników energii lub ograniczenie takie jest dużo mniejsze niż w przypadku systemów ciepłowniczych. Nośniki energii, użytkowane do przekształcenia ich energii na ciepło użytkowe, dostarczane są przy użyciu ogólnokrajowej infrastruktury sieciowej, tj. systemu elektroenergetycznego oraz systemu gazowego. Innym sposobem transportu nośników są dostawy indywidualne realizowane przy wykorzystaniu zazwyczaj transportu kolejowego lub samochodowego, jak to ma miejsce przy zużywaniu w instalacjach indywidualnych węgla, biomasy, LPG/LNG lub oleju opałowego. Coraz powszechniejszym rozwiązaniem jest również zabudowywanie indywidualnych instalacji odnawialnych źródeł energii.

Dalsza część rozdziału dotyczyć będzie tzw. ciepłownictwa systemowego, które obejmuje działalność zarówno koncesjonowaną, jak i niekoncesjonowaną. Istotne jest to, że o wyborze konkretnego typu rozwiązania w zakresie sposobu dostarczenia ciepła (ciepło systemowe lub rozwiązania indywidualne) decydują następujące czynniki:

- aspekt technologiczny i techniczny – różny charakter potrzeb cieplnych i możliwości dostarczenia poszczególnych nośników energii może ograniczać potencjalne do zastosowania rozwiązania technologiczne;

- aspekt ekonomiczny – koszty inwestycyjne i eksploatacji powiązane z pozyskaniem ciepła użytkowego;
- aspekt regulacyjny – obowiązujący stan prawny oraz wynikające z niego ograniczenia lub możliwości;
- aspekt środowiskowy – rosnąca świadomość i odpowiedzialność w zakresie ochrony środowiska.

Zgodnie z obowiązującymi regulacjami planowanie zaopatrzenia w ciepło należy do zadań własnych gminy (art. 18 ust. 1 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne). Plan zaopatrzenia w ciepło jest przygotowywany we współpracy z przedsiębiorstwami energetycznymi, przy uwzględnieniu planów rozwoju tych przedsiębiorstw. Plan taki jest opracowywany co najmniej na okres 15 lat i aktualizowany co najmniej raz na 3 lata (art. 19 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne). Istotą tego planu, który powinien zawierać propozycje w zakresie rozwoju i modernizacji poszczególnych systemów zaopatrzenia w ciepło, propozycje w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii i wysokosprawnej kogeneracji i stosowania środków poprawy efektywności energetycznej (art. 19 ust. 3 ustawy Prawo energetyczne), jest strategiczne i długofalowe planowanie zaopatrzenia w ciepło, które dla gminy powinny stanowić narzędzie planistyczne, natomiast dla przedsiębiorstw energetycznych ramy rozwoju i wskazówki do diagnozowania potrzeb inwestycyjnych na obszarze gminy i podejmowania odpowiednich, dostosowanych do lokalnych potrzeb decyzji biznesowych.

Zgodnie z art. 32 ust. 1 ustawy Prawo energetyczne wykonywanie działalności gospodarczej w obszarze wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem wymaga posiadania koncesji, z wyłączeniem:

- wytwórców wytwarzających ciepło w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej cieplnej nieprzekraczającej 5 MW (nie dotyczy to jednostek kogeneracji, które bez względu na poziom mocy zainstalowanej cieplnej muszą uzyskać koncesję);
- podmiotów zajmujących się przesyłaniem i dystrybucją ciepła lub obrotem ciepłem, jeżeli łączna moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW;

Ponadto, zgodnie z art. 32 ust. 4 ustawy Prawo energetyczne, koncesja nie jest również wymagana do prowadzenia działalności w postaci wytwarzania ciepła w procesach przemysłowych, jeżeli moc zamówiona przez odbiorców nie przekracza 5 MW.

Przedsiębiorstwa koncesjonowane muszą przedkładać do zatwierdzenia Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki taryfy. Stawki taryfowe regulują poziom cen i stawek stosowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne w rozliczeniach z odbiorcami końcowymi ciepła.

Dodatkowo na funkcjonowanie rynku ciepła wpływa szereg aktów prawnych.

Regulują one zarówno kwestie techniczne i wymogi środowiskowe dotyczące urządzeń oraz instalacji wytwórczych, jak i zasady funkcjonowania systemów ciepłowniczych. Przepisy określają również reguły zawierania umów, standardy stosowanych paliw i obowiązek utrzymywania ich zapasów.

Obejmują także system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, obowiązek zakupu ciepła z odnawialnych źródeł energii oraz zasady przyłączania i odłączania obiektów budowlanych od sieci ciepłowniczej. Ponadto uwzględniają mechanizmy wsparcia oraz wymogi wynikające z polityki klimatyczno-energetycznej.

Aktualnie bardzo istotnym zagadnieniem dla omawianego sektora, biorąc pod uwagę ogrom zadań inwestycyjnych, które przed nim stoi, są kwestie związane z pomocą publiczną na realizację inwestycji w systemach ciepłowniczych – różni się w tym zakresie mechanizmy pomocy operacyjnej (tj. rynek mocy, system wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, system wsparcia OZE) oraz pomoc inwestycyjną (wsparcie w formie dotacji oraz pożyczek).

Sektor ciepłownictwa systemowego, mimo że planowanie zaopatrzenia w ciepło stanowi zadanie własne gminy, jest obszarem, na którego funkcjonowanie mają bardzo duży wpływ regulacje krajowe, które w znacznej mierze stanowią implementację przepisów prawa Unii Europejskiej. Zmiany regulacyjne w tym zakresie wyznaczają trendy rozwojowe sektora ciepłownictwa, determinują jego szanse i wyzwania.

Do najważniejszych aktów prawnych, które regulują funkcjonowanie sektora ciepłownictwa systemowego, należą:

- ustawa Prawo energetyczne;
- ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej;
- ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii;
- ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska;
- ustawa z dnia 14 grudnia 2014 r. o odpadach;
- ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy;
- ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji;
- ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane;
- ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków – wraz z aktami wykonawczymi.

Warto również wskazać, że istnieje szereg przepisów, które tylko częściową dotyczą sektora ciepłownictwa systemowego, również w sposób nienazwany, mając na niego istotny wpływ, przykładowo: przepisy dotyczące ochrony konkurencji, pomocy publicznej, planów zagospodarowania przestrzennego.

2. Sektor ciepłownictwa systemowego w ujęciu statystycznym

Aktualnie ciepło systemowe wykorzystywane jest do celów ogrzewania w ponad 50% gospodarstw domowych w Polsce (GUS, 2021). W obszarze ciepłownictwa koncesjonowanego w roku 2022 liczba przedsiębiorstw koncesjonowanych wynosiła 398 – wartość ta zmniejszyła się o ponad 55% względem roku 2002 (URE, 2025). Spadały również wielkości takie jak:

- moc zamówiona ciepła – 34,67 GW,
- moc zainstalowana ciepła – 52,68 GW,
- sprzedaż ciepła ogółem – 335,4 PJ,
- ciepło oddane do sieci – 249,3 PJ,
- ciepło dostarczone do odbiorców końcowych przyłączonych do sieci – 216,4 PJ.

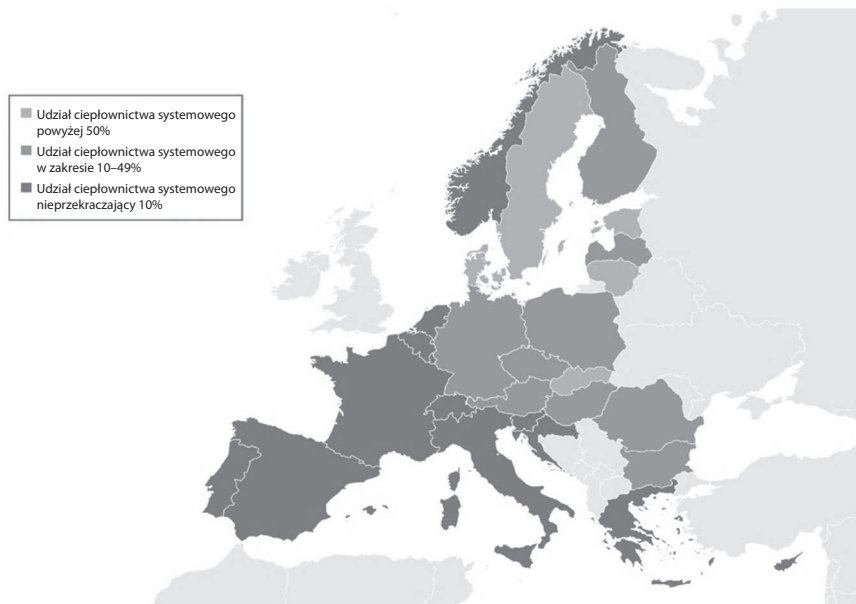
Parametrem, który istotnie wzrósł na przestrzeni 20 lat, jest sumaryczna długość sieci ciepłowniczej – 22 837 km, czyli o ponad 30% więcej względem roku 2002.

Zmienia się również miks energetyczny w polskim sektorze ciepłownictwa koncesjonowanego. O ile wciąż największy udział w produkcji ciepła ma wytwarzanie oparte na paliwach węglowych, o tyle jego udział zmalał z 81,7% (2002 r.) do 61,2% (2023 r.). Dynamicznie rośnie natomiast wykorzystanie ciepła z odnawialnych źródeł energii – z 2,9% (2002 r.) do 14,4% (2023 r.), a także paliw gazowych – z 3,7% (2002 r.) do 13% (2023 r.). Udział oleju opałowego oraz pozostałych paliw w przytoczonej powyżej perspektywie czasowej utrzymuje się na zbliżonym poziomie, odpowiednio: spadek z 7,8% (2002 r.) na 6,2% (2023 r.) oraz nieznaczny wzrost z 4% (2002 r.) do 5,2% (2023 r.).

Aby w pełni oddać znaczenie sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, należy go jednak zestawić z danymi z pozostałych państw członkowskich UE. Ciepło i chłód stanowią ok. 50% energii zużywanej w Unii Europejskiej (Pardo-Bosch i in., 2023). Około 12% całkowitego zapotrzebowania na ciepło jest zaspokajane za pomocą systemów ciepłowniczych – jest ich łącznie ok. 10 000 – przy czym średnia światowa wyniosła w roku 2021 8,5% (Euroheat & Power, 2022).

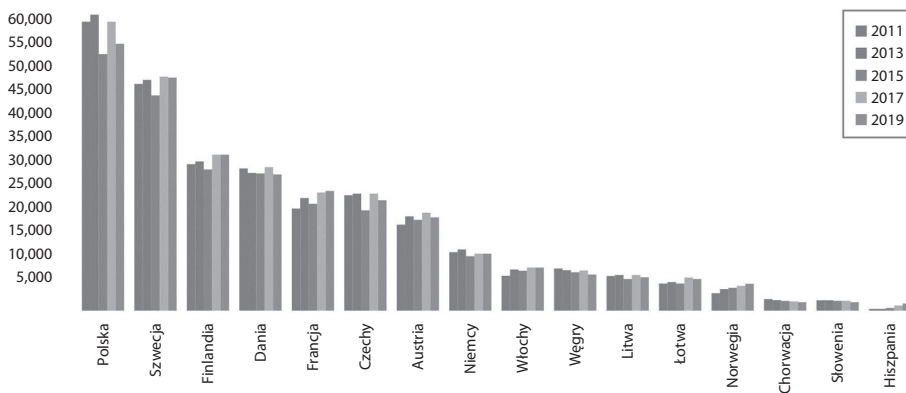
Systemy ciepłownicze dominują jako źródło ogrzewania w państwach Europy Wschodniej i Północnej, co obrazuje rysunek 5.1. W pozostałych państwach podstawowym źródłem zasilania w ciepło są instalacje indywidualne. Aby zobrazować wielkość i znaczenie sektora ciepłownictwa systemowego w poszczególnych krajach, na rysunku 5.2 pokazano zestawienie całkowitej sprzedaży ciepła odbiorcom końcowym. Polska jest wyraźnym liderem w tym zakresie przed państwami skandynawskimi, takimi jak Szwecja i Finlandia.

Rysunek 5.1. Znaczenie ciepłownictwa systemowego w poszczególnych państwach Europy (2018)



Źródło: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (2023).

Rysunek 5.2. Całkowita sprzedaż ciepła odbiorcom końcowym w latach 2011–2019 (w GWh)

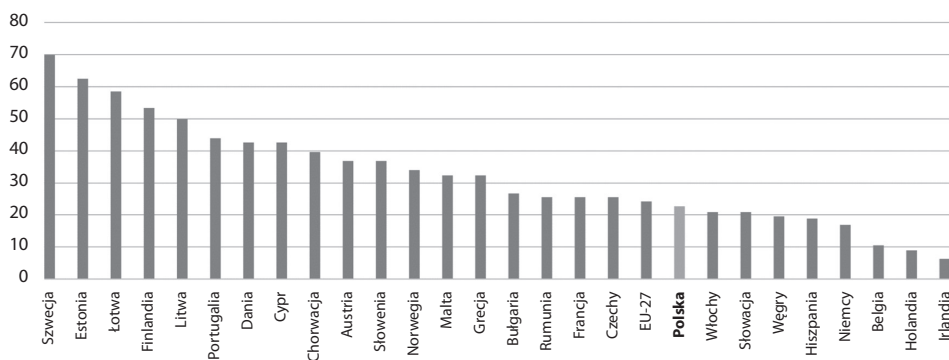


Źródło: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (2023).

Jeżeli chodzi o skalę wyzwań, które stoją przed sektorem ciepłownictwa systemowego, a wynikają z kierunków unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, która w przypadku tej gałęzi sektora energetycznego jest ukierunko-

wana przede wszystkim na wzrost udziału ciepła z odnawialnych źródeł energii, przed Polską jest bardzo dużo procesów inwestycyjnych do realizacji (zob. rysunek 5.3), zwłaszcza jednak przy uwzględnieniu wolumenów zaprezentowanych na rysunku 5.2. Mniejszy niż w innych krajach udział ciepła z odnawialnych źródeł energii w przypadku Polski wynika z dużego poziomu produkcji ciepła (będącej efektem większej liczby stopniodni grzania niż w państwach np. Europy Zachodniej), a także pozycji startowej w procesie transformacji, wynikającej z funkcjonowania przez dziesiątki lat na bazie niemal wyłącznie lokalnych zasobów, takich jak węgiel kamienny i brunatny.

Rysunek 5.3. Udział ciepła z odnawialnych źródeł energii w sektorze ciepłownictwa (2019)



Źródło: Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (2023).

3. Uwarunkowania regulacyjne transformacji sektora ciepłownictwa systemowego – pakiet *Fit for 55*

Z perspektywy sektora ciepłownictwa systemowego, pakiet *Fit for 55* jest pierwszym zbiorem rozwiązań legislacyjnych, który będzie miał tak znaczący wpływ na ten obszar. Wcześniejsze unijne pakiety legislacyjne, tj. pakiet energetyczno-klimatyczny na rok 2020 czy *Pakiet zimowy – czysta energia dla wszystkich Europejczyków*, nie oddziaływały w tak istotny sposób na funkcjonowanie tej gałęzi gospodarki oraz trajektorię jej transformacji. Wpływ ten mają w różnym stopniu praktycznie wszystkie dokumenty pakietu, należy jednak w sposób szczególny wskazać te najistotniejsze, tj. zmieniona dyrektywa w sprawie efektywności energetycznej (tzw. dyrektywa EED), zmiana dyrektywy w sprawie promowania stosowania odnawialnych źródeł energii (tzw. dyrektywa RED III) oraz zmieniana dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (recast) (tzw. dyrektywa EPBD).

Dobór ww. dokumentów wynika z faktu, że są one aktami prawnymi, które zawierają kierunkowe cele i wymogi wyznaczone dla poszczególnych systemów ciepłowniczych. Pozostałe akty normatywne, zwłaszcza dyrektywa ETS zmieniająca dyrektywę 2003/87/WE ustanawiającą system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w UE, również będą miały wpływ na funkcjonowanie sektora ciepłownictwa systemowego, jednak przede wszystkim przez wpływ na otoczenie makroekonomiczne (np. ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych), a także, w przypadku konkretnie dyrektywy ETS i aktów delegowanych do tej dyrektywy, możliwy przydział bezpłatnych uprawnień do emisji gazów cieplarnianych dla instalacji spalania będących jednostkami wytwórczymi wytwarzającymi ciepło.

Warto również wskazać, że już po przedstawieniu przez KE wniosków legislacyjnych wchodzących w skład pakietu *Fit for 55*, w związku z wybuchem kryzysu energetycznego i paliwowego na światowych rynkach, wywołanego agresją Rosji na Ukrainę, w celu przeciwdziałania jego skutkom KE zaproponowała pakiet rozwiązań legislacyjnych pn. *REPowerEU*. Zgodnie z założeniami KE zaproponowane rozwiązania miały stanowić odpowiedź na wyzwania wynikające z konieczności jak najszybszego uniezależnienia się od paliw kopalnych dostarczanych z państw trzecich, a także miały zapewnić ochronę odbiorców końcowych, ze szczególnym uwzględnieniem gospodarstw domowych, które były mocno narażone na wzrost kosztów zakupu energii elektrycznej, ciepła oraz innych nośników energii. Pakiet *REPowerEU* nie będzie jednak przedmiotem szczegółowych analiz w niniejszym opracowaniu, ponieważ nie ma on bezpośredniego silnego wpływu na trajektorię transformacji sektora ciepłownictwa systemowego.

4. Dyrektywa EED

W dniu 20 września 2023 r., po ponad dwóch latach prac i uzgodnień, została opublikowana dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE nr L 231 z 20.09.2023 r.). Zmieniona dyrektywa EED jest najważniejszą z całego pakietu *Fit for 55* z perspektywy sektora ciepłownictwa systemowego i jest najbardziej przełomowa dla jego funkcjonowania. Warto podkreślić, że zapisy dyrektywy istotnie zmieniały się w toku prac legislacyjnych, a każda z tych zmian będzie znacząco oddziaływała np. na to, jaki miks technologii zostanie zastosowany przy modelowaniu przyszłego kształtu poszczególnych systemów ciepłowniczych (Jeziorowska, 2023).

Ocena znaczenia poszczególnych przepisów zmienionej dyrektywy EED na proces zaopatrzenia w ciepło odbiorców końcowych, o ile jest kwestią subiektywną, o tyle z pewnością kluczowymi obszarami legislacyjnymi poza licznymi obowiązkami sprawozdawczymi, planistycznymi oraz w zakresie przygotowania analiz spoczywających na różnych podmiotach będących bezpośrednio lub pośrednio uczestnikami rynku ciepła, będą: wprowadzenie nowej definicji efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego (art. 26) oraz zmiana definicji wysokosprawnej kogeneracji (załącznik III). Oba te obszary co do zasady będą miały bezpośredni wpływ na kierunki planowanych inwestycji w systemach ciepłowniczych oraz terminy ich realizacji, a także czas odstawienia lub przejścia do zimnej rezerwy istniejących jednostek wytwórczych, podobnie jak na planowanie pracy źródeł ciepła przyłączonych do danego systemu ciepłowniczego.

Zakłada się, że spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego jest celem, do którego dążyć będą uczestnicy poszczególnych rynków ciepła. Wynika to z faktu, że od tego będzie zależało uzyskanie oraz utrzymanie pomocy publicznej na modernizację. Z definicją tą powiązane są też różne uwarunkowania regulacyjne wynikające z dyrektywy RED III oraz projektowane w zmienianej dyrektywie EPBD. Podejście to znalazło potwierdzenie w analizach branży energetycznej m.in. Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych (Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych, 2022; 2023).

W artykule 26 zmienionej dyrektywy EED zaprojektowano trajektorię dochodzenia do neutralności klimatycznej w roku 2050 w skali danego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Przepisy te przewidują dwie alternatywne ścieżki uzyskania kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego. Pierwsza z nich opiera się na odpowiednim udziale wolumenów ciepła z poszczególnych rodzajów źródeł (kryterium jakościowo-wolumenowe), druga natomiast przewiduje maksymalny poziom emisji gazów cieplarnianych dla systemu ciepłowniczego lub chłodniczego (kryterium emisyjne). Wyboru rodzaju metodologii wykorzystywanej do weryfikacji spełnienia przedmiotowego kryterium powinno się dokonać na etapie transpozycji przepisów dyrektywy EED do prawodawstwa krajowego – na poziomie danego państwa członkowskiego. Należy przy tym podkreślić, że przepisy artykułu 26 nie przewidują możliwości zamiennego stosowania danego kryterium. Zgodnie z ust. 1 w artykule 26 „za system efektywny energetycznie będzie uznawany system, w którym:

- 1) do dnia 31 grudnia 2027 r. wykorzystywana jest co najmniej: w 50% energia ze źródeł odnawialnych lub w 50% ciepło odpadowe, lub w 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub 50% miksu tych źródeł;

- 2) od 1 stycznia 2028 r. wykorzystywana jest co najmniej: w 50% energia z OZE lub w 50% ciepło odpadowe, lub w 50% ciepło odpadowe lub energia z OZE, lub w 80% ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub w 50% miks ww. źródeł pod warunkiem, że udział energii z OZE wynosi co najmniej 5%;
 - 3) od 1 stycznia 2035 r. wykorzystywana jest co najmniej: w 50% energia z OZE lub w 50% ciepło odpadowe, lub w 50% ciepło odpadowe lub energia z OZE, lub w 80% miks ww. źródeł oraz ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji pod warunkiem, że udział energii z OZE lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
 - 4) od 1 stycznia 2040 r. wykorzystywana jest co najmniej: w 75% energia z OZE lub w 75% ciepło odpadowe, lub w 75% ciepło odpadowe lub energia z OZE, lub 95% miks ww. źródeł oraz ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji pod warunkiem, że udział energii z OZE lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%;
 - 5) od 1 stycznia 2045 r. wykorzystywana jest co najmniej: w 75% energia z OZE lub w 75% ciepło odpadowe, lub w 75% ciepło odpadowe lub energia z OZE;
 - 6) od 1 stycznia 2050 r. wykorzystuje się wyłącznie energię z OZE, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii z OZE i ciepła odpadowego”.
- lub

zgodnie z ust. 2 w artykule 26 za efektywny system ciepłowniczy lub chłodniczy uznaje się system, w którym wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom nie przekraczają następujących progów:

- 1) do dnia 31 grudnia 2025 r.: 200 g/kWh,
- 2) od dnia 1 stycznia 2026 r.: 150 g/kWh,
- 3) od dnia 1 stycznia 2035 r.: 100 g/kWh,
- 4) od dnia 1 stycznia 2045 r.: 50 g/kWh,
- 5) od dnia 1 stycznia 2050 r.: 0 g/kWh.

Ponadto ust. 3 i 4 w artykule 26 przewidują dodatkowe wymagania, które dotyczą obu wariantów kryterium.

Analizując obie grupy kryteriów i biorąc pod uwagę specyfikę polskiego sektora ciepłownictwa systemowego, należy wskazać, że kryteria zawarte w obu definicjach będą bardzo trudne do wypełnienia, korzystniejsze będzie jednak podstawowe kryterium (tj. wolumenowo-jakościowe). Należy również podkreślić, że tempo zmian kamieni milowych w ramach definicji jest bardzo duże, biorąc pod uwagę czas realizacji inwestycji w energetyce zawodowej – ok. 4–7 lat. Obecnie stosowana definicja efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłod-

niczego będzie miała zastosowanie, zgodnie z artykułem 26 ust. 1 pkt 1 – do 31 grudnia 2027 roku.

Drugim kluczowym dla sektora ciepłownictwa systemowego obszarem regulacyjnym zawartym w dyrektywie EED, zwłaszcza jeżeli weźmie się pod uwagę aktualną strukturę miksu paliwowego jednostek kogeneracji dostarczających ciepło do systemów ciepłowniczych w Polsce, jest załącznik określający metodę określania sprawności kogeneracji (Załącznik III do zmienionej dyrektywy EED), który przewiduje dodatkowe kryteria dla wysokosprawnej kogeneracji. Dotychczas za wysokosprawną kogenerację uważano wolumen energii wyprodukowany w danej jednostce kogeneracji, który został wytworzony z zapewnieniem oszczędności energii pierwotnej na poziomie nie mniej niż 10% w porównaniu z wartościami referencyjnymi dla rozdzielonej produkcji ciepła i energii elektrycznej (w przypadku jednostek mikrokogeneracji konieczne było zapewnienie oszczędności energii pierwotnej, bez dolnego limitu). W literze a w załączniku III przewidziano dodatkowe warunki, tj.:

- 1) w odniesieniu do jednostek kogeneracji, które zbudowano lub znacznie zmodernizowano po transpozycji Załącznika III, a które są zasilane paliwami kopalnymi, bezpośrednie emisje dwutlenku węgla z produkcji w procesie kogeneracji, powinny wynosić mniej niż 270 g CO₂ na 1 kWh energii wyprodukowanej w procesie skojarzonego wytwarzania (w tym ciepła lub chłodu, energii elektrycznej i energii mechanicznej) – tzw. wskaźnik EPS270;
- 2) istniejące jednostki kogeneracji (użytkowane przed dniem 10 października 2023 r.) mogą zostać objęte odstępstwem od tego wymogu do dnia 1 stycznia 2034 r., pod warunkiem, że mają plan stopniowego ograniczania emisji (i dokonają jego odpowiedniego zgłoszenia) w taki sposób, aby do dnia 1 stycznia 2034 r. jednostki te osiągnęły wysokość wskaźnika EPS na poziomie nieprzekraczającym progu 270 g CO₂ na 1 kWh;
- 3) w przypadku budowy lub znacznej modernizacji jednostki kogeneracji wprowadzono również wymóg dotyczący braku wzrostu wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny.

Zmiany zawarte w Załączniku III w literze a będą miały bezpośredni wpływ na tempo przeprowadzenia inwestycji w kierunku zmiany paliwa w jednostkach kogeneracji – upraszczając: biorąc pod uwagę wprowadzenie do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego warunku opierającego się ciepło wytworzone (i dostarczone) już nie tylko w procesie kogeneracji, ale ze spełnieniem wymogów wysokosprawnej kogeneracji, dodatkowo w wersji rozszerzonej, spowoduje to, że po dniu 1 stycznia 2034 r. (przy założeniu uzyskania derogacji), praca jednostek kogeneracji zasilanych paliwem węglowym będzie, w odniesieniu do uwarunkowań regulacyjnych (wpływających na aspekt efektywności ekonomicznej), nieuzasadniona.

Wśród pozostałych zmian, wprowadzanych poprzez zmienioną dyrektywę EED, dotyczących sektora ciepłownictwa, można wyróżnić następujące:

- przepisy artykułu 26 ust. 5 nakładają na operatorów systemów ciepłowniczych o mocy zamówionej powyżej 5 MWt (w polskich warunkach, w których w wielu systemach ciepłowniczych jest rozdzielone wytwarzanie ciepła oraz jego przesyłanie i dystrybucja, dotyczyć będzie to operatorów sieci ciepłowniczej), niespełniających kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego, obowiązek przygotowywania co 5 lat, rozpoczynając od 1 stycznia 2025 r., planu mającego na celu poprawę efektywności wykorzystania energii pierwotnej, zmniejszenia strat na przesył i dystrybucji oraz zwiększenia udziału dostaw ciepła ze źródeł odnawialnych, a także obejmującego działania w kierunku spełnienia przez te systemy kryterium efektywnego systemu. Plan ten powinien zostać zatwierdzony przez właściwy organ;
- przepisy artykułu 25 wzmacniają znaczenie planowania w sektorze ciepłownictwa systemowego, w tym na poziomie lokalnym. Zgodnie z ust. 1 „państwa członkowskie będą zobowiązane do przedłożenia kompleksowej oceny sektora ciepłownictwa i chłodnictwa, która powinna zostać opracowana we współpracy z kluczowymi interesariuszami (ust. 2). W przedmiotowych analizach promowane mają być rozwiązania opierające się na efektywnych systemach ciepłowniczych i chłodniczych (ust. 4). Zgodnie z ust. 6 władze samorządowe w gminach powyżej 45 tys. mieszkańców mają obowiązek opracowywania lokalnych planów w zakresie zaopatrzenia w ciepło i chłód, które powinny być skupione na ocenie stanu infrastruktury (wytwórczej, przesyłowej i dystrybucyjnej), w tym również obejmować urządzenia i instalacje w obiektach budowlanych, możliwych do zastosowania technologii, a także dostępnych źródeł finansowania inwestycji w infrastrukturę energetyczną”.

Warto również wskazać, że poza regulacjami dotyczącymi *stricte* sektora ciepłownictwa systemowego dyrektywa EED zawiera szereg przepisów definiujących cele w zakresie poprawy efektywności energetycznej oraz ram prawnych i narzędzi wprowadzanych w celu realizacji przedmiotowych celów. Poprzez art. 4 wprowadzono unijny cel w zakresie zmniejszenia zużycia energii do 2030 r. w wysokości 11,7% w odniesieniu do prognoz zawartych w scenariuszu odniesienia na rok 2020. Cel w zakresie zużycia energii końcowej w roku 2030 wynosi 763 Mtoe (cel wiążący na poziomie UE), natomiast orientacyjny cel w zakresie zużycia energii pierwotnej na poziomie UE wynosi 992,5 Mtoe (cel inkatyczny). Sektor ciepłownictwa systemowego będzie również gałęzią, której dotyczyć będą zmienione przepisy dotyczące redukcji zużycia energii, natomiast ze względu na ich charakter (dedykowany dla wielu obszarów), nie będą one szczegółowo omawiane w niniejszym opracowaniu. Należy także podkreślić, że

realizacja inwestycji wynikająca np. z dostosowywania się do kolejnych kamieni milowych w ramach kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego również będzie się wiązać z poprawą efektywności energetycznej na wysokim poziomie, stąd przepisy artykułu 26 będą w tym kontekście bardziej istotne. Zmieniona dyrektywa EED weszła w życie 10 listopada 2023 r., natomiast termin jej transpozycji do prawodawstwa krajowego został określony na 25 października 2025 r. (artykuł 36 ust. 1).

Dyrektywa RED III

31 października 2023 r. została opublikowana druga z najbardziej kluczowych dla sektora ciepłownictwa systemowego dyrektyw procedowanych w ramach pakietu *Fit for 55* – dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE seria L z 31.10.2023 r.).

W zakresie zmienianych poprzez dyrektywę RED III przepisów największe znaczenie dla omawianego sektora będą miały wysokość celów zwiększania udziału odnawialnych źródeł energii zarówno dla ciepła i chłodu (dla sektora ciepłownictwa ogółem), jak i ciepła i chłodu systemowego, a także charakter tych celów (wiązący lub indykatywny). W artykule 23 dyrektywy (UE) 2018/2001 w wersji zmienionej dyrektywą RED III ustalone zostały nowe wiążące na poziomie krajowym cele ogólne w zakresie przyrostu udziału ciepła lub chłodu z odnawialnych źródeł energii, które wynoszą 0,8 punktu procentowego rocznie w okresie 2021–2025 i 1,1 punktu procentowego rocznie w okresie 2026–2030. W dyrektywie RED III określono również dodatkowe niewiążące cele dla poszczególnych państw członkowskich – dla Polski wyniósł on 0,8 punktu procentowego rocznie w okresie 2021–2025 oraz 0,5 punktu procentowego rocznie w okresie 2026–2030.

Ponadto w dodanym w dyrektywie (UE) 2018/2001 poprzez dyrektywę RED III artykule 15a określono cel w zakresie udziału energii z odnawialnych źródeł w całkowitym zużyciu energii końcowej w budynkach do roku 2030 na poziomie 49%. Jednym ze środków, który ma pozwolić państwom członkowskim na realizację tego celu, zgodnie z ust. 3 akapit drugi, jest przyłączanie budynków do efektywnych systemów ciepłowniczych i chłodniczych, o których mowa w artykule 26 ust. 1 dyrektywy EED.

Jeżeli chodzi *stricte* o cele w zakresie przyrostu udziału ciepła z odnawialnych źródeł energii dedykowane dla sektora ciepłownictwa systemowego, zgodnie z zmienionym poprzez dyrektywę RED III brzmieniem artykułu 24 ust. 4

dyrektywy (UE) 2018/2001 ustalono cel indykatywny na poziomie 2,2 punktu procentowego rocznie w okresie 2021–2030.

Z perspektywy Polski najistotniejszą zmianą pod kątem możliwych do zastosowania technologii pozwalających na realizację transformacji sektora ciepłownictwa systemowego, jest wprowadzenie możliwości zaliczania energii elektrycznej wytworzonej na bazie odnawialnych źródeł energii na potrzeby wypełnienia celów dla ciepłownictwa systemowego. Państwa członkowskie, które będą chciały zastosować ten mechanizm, będą zobowiązane do powiadomienia o tym KE oraz przekazywania danych w zakresie wolumenów energii poprzez zintegrowane krajowe plany w dziedzinie energii i klimatu (zgodnie z artykułem 3 rozporządzenia (UE) 2018/1999 w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu).

Kolejnym aspektem mającym znaczenie dla funkcjonowania systemów ciepłowniczych i ich rozwoju jest kwestia związana z przepisami dostępu strony trzeciej (zasada TPA w systemach ciepłowniczych). Wprowadzone przez dyrektywę RED III przepisy ust. 4b w artykule 24 dyrektywy (UE) 2018/2001 przewidują konieczność wprowadzenia przez państwa członkowskie zachęt do przyłączenia instalacji odnawialnych źródeł energii oraz źródeł ciepła odpadowego, a także zakupu/sprzedaży ciepła wytworzonego w nich, w systemach ciepłowniczych o zamówionej mocy cieplnej powyżej 25 MW. Przewidziano jednak wyłączenia od tej zasady, które wiążą się z technicznymi aspektami funkcjonowania systemów, a także wówczas, gdy dany system ciepłowniczy wypełnia kryteria efektywnego systemu ciepłowniczego lub chłodniczego w rozumieniu artykułu 26 ust. 1 dyrektywy EED.

Równie istotnym aspektem, przy uwzględnieniu, że jednostki wytwórcze zasilane biomasą są jednymi z nielicznych stabilnych źródeł ciepła, które mogą zasilić systemy ciepłownicze, jest wzmocnienie tzw. kryteriów zrównoważonego rozwoju w zakresie wykorzystania biomasy do celów energetycznych – zmiany w tym zakresie przewidziano w art. 3 oraz 27–29 dyrektywy (UE) 2018/2001. Zmienione przepisy artykułu 3 przewidują m.in. obowiązek stosowania zasady kaskadowości w odniesieniu do biomasy leśnej, która ma być uwzględniana przy projektowaniu mechanizmów wsparcia. Państwa członkowskie mają prawo do skorzystania z derogacji w przypadku, gdy wiąże się to z koniecznością zagwarantowania bezpieczeństwa energetycznego lub z charakterystyką lokalnego rynku w zakresie wykorzystania biomasy leśnej, która nie spełnia wymogów pozwalających na jej powtórne wykorzystanie lub biomasy pochodzącej z czynności związanych z gospodarką leśną. Do 2027 r., zgodnie ze zmienionym przepisem artykułu 3 w zakresie ust. 3d w ust. 3 w dyrektywie (UE) 2018/2001, KE w dedykowanym raporcie dokona oceny zasadności wprowadzenia dalszych ograniczeń w zakresie wykorzystania biomasy leśnej.

W artykule 29 ust. 1 akapit czwarty lit. a dyrektywy (UE) 2018/2001 poprzez dyrektywę RED III dokonano obniżenia progu mocowego jednostek wytwórczych wykorzystujących biomasę, w których spalane paliwo musi spełniać kryteria zrównoważonego rozwoju, z 20 MWt do 7,5 MWt. Jest to bardzo istotne rozszerzenie katalogu podmiotów objętych tzw. kryteriami KZR. Dyrektywa weszła w życie 19 listopada 2023 r., natomiast termin jej transpozycji do prawodawstwa krajowego jest krótszy niż w przypadku dyrektywy EED i upływa 21 maja 2025 r. (artykuł 5 ust. 1 dyrektywy RED III).

Zmiana dyrektywy EPBD

7 grudnia 2023 r. po blisko dwóch latach prac, uzyskano porozumienie polityczne uzgodnienie dotyczące zmiany dyrektywy w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (recast) (tzw. dyrektywa EPBD). Zgodnie z założeniami zasadniczym celem rewizji dyrektywy EPBD było wprowadzenie przepisów, które w perspektywie roku 2050 pozwolą na osiągnięcie zeroemisyjności w odniesieniu do całego sektora budowlanego w UE, odpowiadającego aktualnie za 36% unijnych emisji gazów cieplarnianych.

Zmiana dyrektywy EPBD okazała się jednym z najbardziej kontrowersyjnych projektów legislacyjnych procedowanych w ramach pakietu *Fit for 55*, w dużej mierze ze względu na to, że istotnie ingerował w istniejący zasób budowlany, rodząc ryzyka związane ze wzrostem zjawiska ubóstwa energetycznego, natomiast w opinii ekspertów efekt prac oceniony został jako „wyraźny kompromis, a ostateczny kształt regulacji charakteryzuje się niższą ambicją w zakresie wdrażania minimalnych norm charakterystyki energetycznej budynków (tzw. MEPS), w porównaniu ze wstępną propozycją Komisji Europejskiej czy stanowiskiem Parlamentu Europejskiego”.

Z perspektywy sektora ciepłownictwa systemowego najistotniejsze są przepisy dotyczące definicji budynku zeroemisyjnego (*Zero Emission Building*, ZEB), co do których osiągnięto porozumienie polityczne w październiku 2023 r., niemniej jednak wszystkie przepisy, które będą wpływać na trajektorię poprawy efektywności energetycznej budynków i w konsekwencji wpływać na racjonalny poziom mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych dostarczających ciepło do poszczególnych systemów ciepłowniczych, są niezwykle istotne.

Przyjęte porozumienie zakłada, że ciepło systemowe pochodzące z efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego, zgodnie z definicją przyjętą w artykule 26 ust. 1 dyrektywy EED, będzie mogło być źródłem ciepła dla budynków, które mają status zeroemisyjnych. Pierwotnie KE we wniosku legislacyjnym dotyczącym nowego brzmienia dyrektywy EPBD przewidywała, że co do zasady

budynki zeroemisyjne będą mogły być zasilane wyłącznie w oparciu o ciepło z odnawialnych źródeł energii lub ciepło odpadowe.

Powyższe oznacza, że począwszy od 1 stycznia 2030 r. (w przypadku budynków administracji publicznej – od 1 stycznia 2028 r.), nowe lub znacznie zmodernizowane budynki będą mogły być zasilane w oparciu nie o wszystkie systemy ciepłownicze lub chłodnicze, ale wyłącznie o te spełniające kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego lub chłodniczego.

Pozostałymi istotnymi elementami rozstrzygniętymi w porozumieniu politycznym w ramach trilogów, które będą miały również wpływ na szeroko pojęty rynek ciepła, są m.in.

- uniemożliwienie od roku 2025 dotowania kotłów na paliwa kopalne, a od 2040 r. przewidziano całkowite wycofanie kotłów;
- wprowadzenie wymogu określenia przez państwa członkowskie, które budynki powinny w pierwszej kolejności zostać poddane termomodernizacji, w taki sposób, aby co najmniej 55% redukcji średniego zużycia energii pierwotnej zostało osiągnięte dzięki termorenowacji obiektów budowlanych o najgorszych parametrach;
- w przypadku budynków mieszkalnych państwa członkowskie będą musiały wdrożyć środki zapewniające zmniejszenie średniego zużycia energii pierwotnej o co najmniej 16% do 2030 r. i co najmniej 20 – 22% do 2035 r.

5. Uwarunkowania techniczne, ekonomiczne, rynkowe i prawne transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce

Uwarunkowania techniczne, ekonomiczne, rynkowe i prawne realizacji procesu transformacji w oparciu o trajektorię wynikającą z wymogów sprecyzowanych w finalnych wersjach dokumentów procedowanych w pakiecie *Fit for 55* zostały szczegółowo opisane w analizie Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej pt. *Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce – ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych* oraz we wcześniejszych publikacjach tej organizacji. Poniżej przedstawiono najważniejsze wnioski w tym zakresie, które wskazują na uwarunkowania realizacji procesu transformacji, biorąc pod uwagę poszczególne obszary:

- W Polsce, biorąc pod uwagę warunki klimatyczne wynikające z usytuowania w ramach stref klimatycznych, zapotrzebowanie na ciepło jest znaczne – zgodnie z danymi Eurostat liczba stopniodni grzania w Polsce była wyższa niż średnia w UE (EUROSTAT 2024). Powoduje to, że kwestia zaopatrzenia w ciepło odbiorców końcowych ma większe znaczenie niż w znacznej czę-

ści pozostałych państw członkowskich UE. Średnia liczba stopniodni grzania w najbardziej wysuniętych na północ częściach Europy jest ok. 12 razy większa niż w przypadku południowych krańców Europy (Werner, 2017).

- O ile państwa takie jak Szwecja czy Finlandia charakteryzują się większą liczbą stopniodni grzania, o tyle liczba mieszkańców jest znacznie niższa względem Polski (odpowiednio o ponad 71% i blisko 85% – według stanu na dzień 1 stycznia 2023 r.). Powyższe oznacza również znacząco niższą liczbę gospodarstw domowych do ogrzania. Warto zwrócić dodatkowo uwagę, że gęstość zabudowy i stopień urbanizacji w znacznym stopniu różnią się pomiędzy państwami skandynawskimi a Polską – w Polsce wskaźniki są dużo wyższe, stąd również istotnie większy będzie udział budynków zasilanych ciepłem dostarczającym poprzez systemy ciepłownicze względem rozwiązań indywidualnych.
- Pozycja startowa Polski w kontekście transformacji systemów ciepłowniczych jest relatywnie trudna ze względu na fakt, że udział węgla w produkcji ciepła w przedsiębiorstwach koncesjonowanych wynosi 61,2%. Węgiel jest paliwem, które zgodnie z postanowieniami aktów prawnych przyjętych w ramach pakietu *Fit for 55* ma zostać całkowicie wyeliminowane w perspektywie znacznie mniej odległej niż rok 2050. Co do zasady, przyjmując, że punktem wyjścia do planowania transformacji przez poszczególne systemy ciepłownicze powinno być spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego (zgodnie z definicjami zawartymi w artykule 26 ust. 1 dyrektywy EED), a także biorąc pod uwagę zmienioną definicję wysokosprawnej kogeneracji oraz zakładając wprowadzenie mechanizmu derogacji dla istniejących jednostek kogeneracji w zakresie wskaźnika EPS 270, od 1 stycznia 2034 r. w systemach ciepłowniczych co do zasady nie powinno być już wytwarzane ciepło w oparciu o paliwo węglowe; dopuszczalne będą jedynie niewielkie wolumeny (do zagospodarowania przypuszczalnie tylko przez kotły rezerwowo-szczytowe, przy krótkim czasie wykorzystania mocy). Dużym wyzwaniem w kontekście dotrzymania terminów wynikających m.in. z dyrektywy EED będzie średni czas realizacji inwestycji (4–7 lat) oraz zrównoleglenie wielu frontów robot powodujących możliwe trudności z dostępnością wykonawców, a także urządzeń, materiałów itd.
- Liczba technologii możliwych do zastosowania na potrzeby transformacji systemów ciepłowniczych, przy uwzględnieniu ograniczeń regulacyjnych, nie jest długa. Należą do nich potencjalnie (PTEC, 2024):
 - źródła biomasowe,
 - źródła gazowe,
 - źródła geotermalne (uzależnione od lokalnej dostępności),

- wielkoskalowe pompy ciepła (uzależnione od dostępności dolnego źródła),
- kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z odnawialnych źródeł energii,
- ciepło odpadowe (uzależnione od lokalnej dostępności),
- gazy zdekarbonizowane, tj. biometan, biogaz, zielony wodór (możliwość zastosowania uzależniona od dostępności paliwa, rozwoju technologii oraz rozwoju infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej);
- technologie SMR/MMR (uzależnione od rozwoju technologii),
- magazyny ciepła.

Wykorzystanie paliwa takiego jak biomasa, teoretycznie gwarantującego stabilność dostaw energii elektrycznej lub/i ciepła (nie jest zależne pogodowo), a lokalizacja jednostki wytwórczej nie musi być bezpośrednio związana z miejscem występowania tego nośnika energii pierwotnej, jest obciążone obostrzeniami związanymi z np. kryteriami zrównoważonego rozwoju dla biomasy, trudnym rynkiem biomasy, potencjalnymi trudnościami związanymi z możliwością zapewnienia wymaganych wolumenów biomasy (kwestie logistyczne związane z dostawami transportem kołowym oraz ogólnie – dostępności tak dużych ilości, które pozwoliłyby na zazielenienie sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce).

Pewne szanse daje również rozwój technologii węzłów hybrydowych (składających się z instalacji fotowoltaicznej zasilającej w energią elektryczną pompę ciepła), jednak na terenach aglomeracji miejskich może być ono stosowane jedynie jako uzupełnienie dostaw ciepła sieciowego.

- Część z możliwych do wykorzystania technologii, biorąc pod uwagę zarówno aspekty techniczne, jak i regulacyjne, nie będzie uzasadniona do wykorzystania pod względem efektywności ekonomicznej rozwiązania. Przykładem może być kogeneracja biomasowa, dla której poziom jednostkowych nakładów inwestycyjnych na 1 MW mocy zainstalowanej elektrycznej jest bardzo wysoki – wynosi ok. 15 mln zł, a biorąc pod uwagę typowy współczynnik skojarzenia na poziomie 0,3, można stwierdzić, że jest to technologia znacznie droższa niż konwencjonalne kotły biomasowe, wytwarzające wyłącznie ciepło, dla których jednostkowe nakłady inwestycyjne na 1 MW mocy zainstalowanej cieplnej wynoszą ok. 3,8 mln zł (PTEC, 2024). Biorąc pod uwagę uwarunkowania związane z mechanizmami wsparcia operacyjnego, z którego mógłby skorzystać inwestor jednostki kogeneracji zasilanej omawianym paliwem, tj. mechanizm wsparcia energii elektrycznej z wysoko-sprawnej kogeneracji (w którym planowane jednostki kogeneracji rywalizują ze sobą w ramach aukcji w formule *pay as bid* w ramach jednego koszyka paliwa, w którym tego typu jednostki nie mają możliwości pokonania tań-

szych gazowych jednostek kogeneracji) lub mechanizm aukcyjny dla instalacji OZE (w tym przypadku, biorąc pod uwagę wsparcie w formie pokrycia ujemnego salda oraz relatywnie niskie ceny referencyjne, trudno będzie pokryć koszty funkcjonowania takiej jednostki), budowa biomasowych jednostek kogeneracji mogłaby spowodować znaczny wzrost cen ciepła dla odbiorców końcowych, wzbudzając tym samym kontrowersje w społeczeństwie. Podobna sytuacja dotyczy symulacji związanych z instalacjami wykorzystującymi zielony wodór (w tym przypadku skala wzrostu cen byłaby jeszcze wyższa).

- Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej przeprowadziło wielowariantową analizę pozwalającą na określenie kosztów transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce, aby możliwe było spełnienie przez systemy ciepłownicze kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego (kolejne kamienie milowe określone w definicji) oraz docelowo neutralność klimatyczną w roku 2050. Analiza pokazała, że „sprostanie wymaganiom pakietu *Fit for 55* będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza poniesienia nakładów na poziomie:
 - od 102 mld zł do 211 mld zł – nakłady na infrastrukturę wytwórczą,
 - od 82 mld zł do 106 mld zł – nakłady na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
 - od 115 mld zł do 149 mld zł – nakłady na modernizacji instalacji odbiorczych,czyli łącznie – od 299 mld zł do 466 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego. Należy wskazać na prawdopodobieństwo pozainflacyjnego wzrostu nakładów inwestycyjnych spowodowanych: koniecznością modernizacji całego segmentu w tym samym czasie (otwarcie dużego frontu robót), wysyceniem rynku wykonawców lub np. przerwaniem łańcucha dostaw w związku z sytuacją geopolityczną. Aspekty te są istotne z uwagi na zakładany harmonogram i konieczność wypełnienia kolejnych kamieni milowych dla definicji efektywnego systemu ciepłowniczego i chłodniczego” (PTEC, 2024). Przy uwzględnieniu poziomu koniecznych do poniesienia nakładów inwestycyjnych niezbędna wydaje się zmiana przepisów pozwalających na zwiększenie wskaźnika maksymalnej intensywności pomocy publicznej do poziomu min. 60% (obecnie jest to 30–45%), w tzw. rozporządzeniu GBER.
- Struktura właścicielska przedsiębiorstw prowadzących działalność w obszarze ciepłownictwa koncesjonowanego jest bardzo zróżnicowana. 80% przedsiębiorstw stanowiły spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, 17,3% spółki akcyjne, natomiast udział jednostek samorządu terytorialnego jako właścicieli przedsiębiorstwa energetycznego spadł z 9% (2002 r.) do 0,2%

(URE 2025). Należy jednak wskazać, że akcjonariuszami spółek kapitałowych często są władze samorządowe. Ma to znaczenie w kontekście płynności finansowej i posiadania środków na inwestycje, a także dostępu do zaplecza pozwalającego na zaplanowanie i realizację procesów inwestycyjnych. Dodatkowo Polska jest pewnego rodzaju ewenementem względem np. państw Europy Zachodniej, ponieważ w wielu systemach ciepłowniczych, zwłaszcza w dużych i największych miastach, przedsiębiorstwa działające w ramach danego systemu ciepłowniczego nie są pionowo zintegrowane, co oznacza, że niejednokrotnie funkcjonuje odrębny operator sieci ciepłowniczej oraz wytwórca. Sytuacja ta często utrudnia realizację inwestycji ze względu na fakt, że poszczególne przedsiębiorstwa konkurują ze sobą, chcąc realizować swoje programy inwestycyjne, często wykluczające się ze sobą. Sytuacja ta nie jest komfortowa, ze względu na skalę nakładów potrzebnych, np. na budowę jednostki kogeneracji. Tego typu uwarunkowania rynkowe stanowią dodatkowe utrudnienia dla procesu dekarbonizacji.

Mając na uwadze powyższe uwarunkowania, należy stwierdzić, że skuteczne przeprowadzenie procesu transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce będzie dużym wyzwaniem, zwłaszcza jeżeli weźmiemy pod uwagę zróżnicowanie w tej gałęzi gospodarki.

Bibliografia

- Euroheat & Power (2022). *DHC Market Outlook*. Pozyskano z: <https://www.euroheat.org/data-insights/outlooks/dch-market-outlook-2022>
- Eurostat. (2024). *Cooling and heating degree days by country – annual data*. Pozyskano z: https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_chdd_a/default/table?lang=en&category=nrg.nrg_chdd
- GUS, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2021 roku*. Pozyskano z: <https://stat.gov.pl/obszary-tematyczne/srodowisko-energia/energia/zuzycie-nosnikow-energii-w-gospodarstwach-domowych-w-2021-r-,13,1.html>
- Jeziorska, D. (2023). Zmieniona Dyrektywa EED. Co z niej wynika dla sektora ciepłownictwa systemowego? *Kierunek Energetyka*, 5–6(844), 12–13.
- Pardo-Bosch, F., Blanco, A., Mendoza, N., Libreros, B., Tejedor, B., Pujadas, P. (2023). Sustainable deployment of energy efficient district heating: city business model. *Energy Policy*, 181, 113701. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2023.113701>
- Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej (2024). *Wpływ regulacji UE na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce – ocena skutków i rekomendacje w zakresie regulacji krajowych*. Pozyskano z <https://ptec.org.pl/raporty/wpływ-regulacji-ue-na-transformację-sektora-ciepłownictwa-systemowego-w-polsce-ocena-skutkow-i-rekomendacje-w-zakresie-regulacji-krajowych/>

- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (2023). *Ocena wpływu rozstrzygnięć unijnego pakietu „Fit for 55” na transformację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce*. Pozyskano z: <https://ptec.org.pl/raporty/ocena-wplywu-rozstrzygniec-unijnego-pakietu-fit-for-55-na-transformacje-sektora-cieplownictwa-systemowego-w-polsce/>
- Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych (2022). *Dekarbonizacja ciepłownictwa systemowego w Polsce w świetle pakietu „Fit for 55”*. Pozyskano z: <https://ptec.org.pl/raporty/dekarbonizacja-cieplownictwa-systemowego-w-polsce-w-swietle-pakietu-fit-for-55/>
- URE (Urząd Regulacji Energetyki) (2025). *Energetyka ciepła w liczbach – 2023*. Pozyskano z: <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/energetyka-ciepna-w-l/12424,2023.html>
- Werner, S. (2017). International review of district heating and cooling. *Energy*, 137, 617–631. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.04.045>

CZĘŚĆ II. ZAGADNIENIA FINANSOWE, PRAWNE I POLITYCZNE

ROZDZIAŁ 6

Wyzwania sektora bankowego w finansowaniu transformacji energetycznej

dr FILIP ŚWITAŁA

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

fswitala@wz.uw.edu.pl

ORCID 0000-0002-8046-5240

Streszczenie

Analiza danych pokazuje, że choć globalne finansowanie bankowe dla technologii niskoemisyjnych rośnie, to w 2023 r. wyniosło ono zaledwie 89% kwot przeznaczanych na paliwa kopalne, z dużym zróżnicowaniem regionalnym. Europa pozostaje co prawda najbardziej zaawansowana pod względem udziału „zielonych” aktywów w bilansach banków, lecz obserwowany jest niepokojący trend spadkowy. Jednocześnie zauważalny w niedalekiej przeszłości wzrost stóp procentowych istotnie podniósł koszt kapitału, ograniczając atrakcyjność wielu projektów.

Temu trendowi starają się przeciwdziałać rządy, banki centralne i organy nadzoru, jednak katalog działań, jakie do tej pory były podejmowane, może wymagać rozszerzenia o dodatkowe elementy związane z polityką mikro- i makroostrożnościową – które mogą jednocześnie wzmacniać odporność banków i przekierowywać finansowanie ku gospodarce niskoemisyjnej. Jednocześnie podkreślenia wymaga, że same zachęty kapitałowe nie wystarczą, jeśli projekty wysokoemisyjne pozostaną dochodowe – potrzebne będą komplementarne narzędzia, które doprowadzą do skutecznego przemodelowania bilansów banków. Konkluzja wskazuje na konwergencję logiki zysku akcjonariuszy i interesu społecznego: internalizacja ryzyka klimatycznego czyni finansowanie transformacji energetycznej ekonomicznie i moralnie uzasadnionym zadaniem banków.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, sektor bankowy, regulacje ostrożnościowe.

1. Wstęp – globalny wymiar wyzwania klimatycznego

Obserwowana zmiana klimatu, przejawiająca się coraz częstszym występowaniem ekstremalnych zjawisk pogodowych, ale przede wszystkim wzrostem średniej temperatury (Kardaś, 2021) stanowi niezaprzeczalne zagrożenie dla ludzkiego zdrowia, życia i gospodarowania, a zatem wymaga stanowczej reakcji

ze strony decydentów. Obecną – najszerszą – podstawę takich działań stanowi tzw. porozumienie paryskie, które weszło w życie 4 listopada 2016 r. – w momencie jego ratyfikacji przez państwa odpowiedzialne za co najmniej 55% gazów cieplarnianych. Należy jednak zwrócić uwagę, że osiągnięcie określonego tam celu długoterminowego, jakim miałoby być nieprzekroczenie wzrostu temperatury do końca stulecia o 1,5 st. C, wymaga od rządów poszczególnych państw zdecydowanych działań na rzecz klimatu, które, aby mogły być zrealizowane, wymagają istotnych nakładów inwestycyjnych, niejednokrotnie przekraczających możliwości finansowe przedsiębiorstw sektora energetycznego, czy nawet samych rządów (McCollum i in., 2018). Realizacji celu +1,5 st. C nie pomaga fakt, że jednoduśność państw ratyfikujących porozumienie paryskie była możliwa do osiągnięcia tylko przy założeniu dobrowolności w podejmowaniu działań ograniczających emisje gazów cieplarnianych, a brak realizacji tych działań nie będzie podlegać karom finansowym czy nieść ze sobą innych istotnych konsekwencji.

Zmiana klimatu jest w swej istocie problemem wynikającym z niewłaściwego gospodarowania odpadami, w szczególności gazami cieplarnianymi ze spalania paliw kopalnych. Główny gaz cieplarniany, dwutlenek węgla, jest wagowo zdecydowanie największym odpadem generowanych przez gospodarkę. Z perspektywy ekonomicznej zmiana klimatu jest zatem problemem internalizacji tego efektu zewnętrznego w postaci emisji gazów cieplarnianych w rachunku ekonomicznym. Postępy czynione do tej pory są niewielkie. W skali świata, mimo postępu naukowego i technologicznego ostatnich dziesięcioleci, mix energetyczny nie zmienił się istotnie; statystyki dotyczące światowego koszyka energetycznego pokazują powolność transformacji energetycznej. W 1965 r. światowa gospodarka była uzależniona od paliw kopalnych w 93%; w 2021 r. było to 82% (Ritchie i in., 2023).

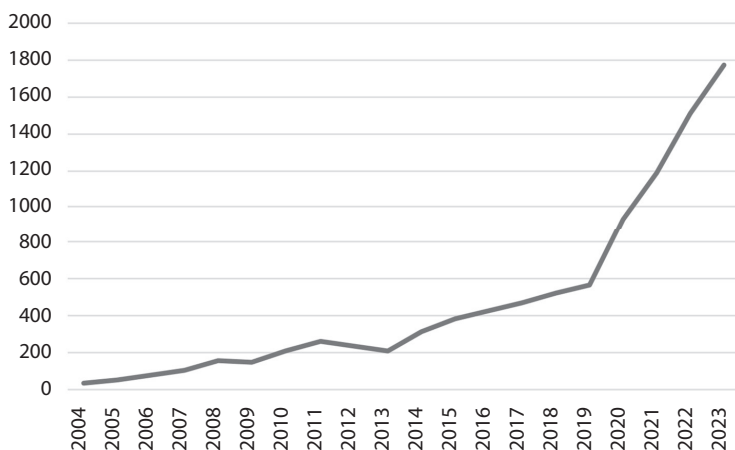
2. Rola sektora bankowego w transformacji energetycznej

Transformacja energetyczna, rozumiana jako przejście od gospodarki opartej na paliwach kopalnych do gospodarki niskoemisyjnej, staje się zatem jednym z kluczowych wyzwań współczesnych społeczeństw. Jest ona potrzebna zarówno ze względu na realizację celów polityki klimatycznej, jak i po to, aby zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i finansowe gospodarki. Banki, jako kluczowi pośrednicy finansowi, mogą odegrać znaczącą rolę w przyspieszaniu tej zmiany poprzez odpowiednią alokację kapitału, zarządzanie ryzykiem oraz kreowanie innowacyjnych instrumentów finansowych (Campiglio i in., 2018), w szczególności w przypadku państw o słabiej rozwiniętych systemach finansowych. Banki odgrywają bowiem kluczową rolę w systemie finansowym, zapewniając kredyty,

zwłaszcza przedsiębiorstwom oraz gospodarstwom domowym, których dostęp do innych źródeł finansowania jest trudny bądź wręcz niemożliwy (Hubbard, 1994). Brak uczestnictwa banków w tym procesie, szczególnie na początkowym etapie transformacji, miałby więc bezpośredni wpływ na funkcjonowanie podmiotów nie tylko sektora energetycznego, lecz także gospodarki jako całości. Banki mają istotną rolę do odegrania, nawet w państwach o rozwiniętych możliwościach finansowania pozabankowego (Ghosh, Nanda, 2010).

Skala potrzeb (od modernizacji sieci energetycznych, przez rozwój odnawialnych źródeł energii, po budowę skutecznych sposobów jej magazynowania) jest większa niż to, co mogą sfinansować budżety publiczne – dlatego mobilizacja kapitału prywatnego, w szczególności zarządzanego przez sektor bankowy, jest warunkiem powodzenia transformacji (rysunek 6.1).

Rysunek 6.1. Roczne inwestycje we wdrożenia technologiczne służące przejściu na gospodarkę niskoemisyjną [mld USD]



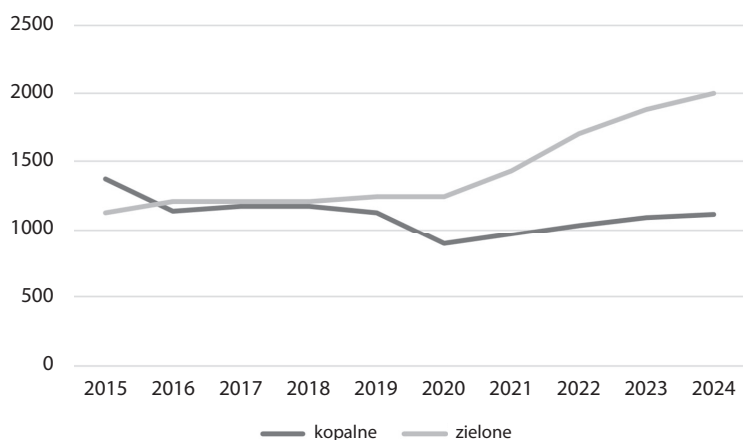
Źródło: opracowanie własne na podstawie Kotecki (2024).

Banki mogą pełnić trzy podstawowe funkcje wspierające transformację energetyczną – przede wszystkim, jak wspomniano, umożliwiając w ogóle finansowanie inwestycji w odnawialne źródła energii, poprawę efektywności energetycznej i nowoczesne technologie (Mazzucato, Semieniuk, 2018), mogą również animować bądź stosownie zmieniać zachowania rynkowe poprzez włączenie ryzyk klimatycznych do oceny zdolności kredytowej i decyzji inwestycyjnych (Battiston i in., 2017), jak również mogą próbować wdrażać nowe instrumenty finansowe, takie jak zielone obligacje czy instrumenty pożyczkowe powiązane z celami klimatycznymi (OECD, 2020).

3. Skala i struktura finansowania – trendy światowe i regionalne

Transformacja energetyczna wymaga ogromnych nakładów kapitałowych. International Energy Agency (IEA) szacowała, że w 2024 r. z łącznej wartości inwestycji energetycznych przekraczającej 3 bln USD, ok. 2 bln USD trafi na technologie niskoemisyjne, a ok. 1 bln USD wciąż na paliwa kopalne. W ostatnich latach widoczna była co prawda redystrybucja alokacji kapitału w sektorze energetycznym z paliw kopalnych w kierunku technologii niskoemisyjnych, jednak osiągnięcie celów porozumienia paryskiego wymagałaby, aby relacja inwestycji w czystą energię do inwestycji w paliwa kopalne wzrosła z obecnej proporcji do co najmniej 4:1 jeszcze przed 2030 r. (IEA, 2024) – por. rysunek 6.2.

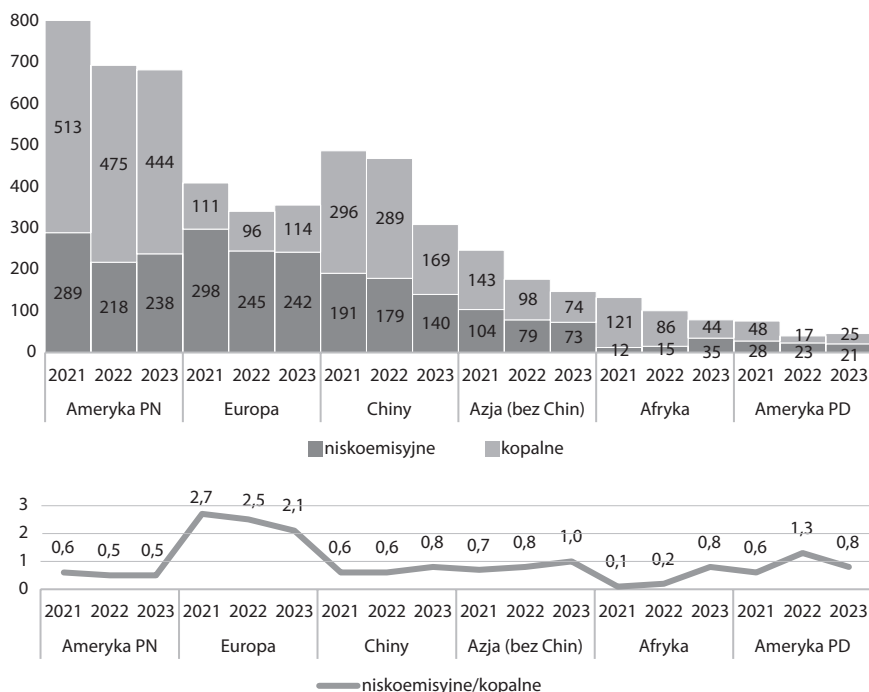
Rysunek 6.2. Globalne inwestycje w „czystą” energię oraz paliwa kopalne [mld USD]



Źródło: opracowanie własne na podstawie International Energy Agency (2024).

Banki, jako kluczowi pośrednicy finansowi, odgrywając w tym procesie podwójną rolę – mobilizując kapitał prywatny i sygnalizując pożądany kierunek rynkowy, mają jednak przed sobą jeszcze długą drogę – finansowanie bankowe przeznaczone na niskoemisyjne źródła energii osiągnęło bowiem w 2023 r. 89% poziomu środków kierowanych do ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla (BloombergNEF, 2024).

Jak widać na rysunku 6.3, w 2023 r. globalne bankowe finansowanie dostawców energii rozkładało się nierównomiernie, a udział środków przeznaczanych na technologie niskoemisyjne był znacząco różny w zależności od regionu. Największy wolumen finansowania – 682 mld USD – przypadł przedsiębiorstwom

Rysunek 6.3. Finansowanie bankowe przedsięwzięć energetycznych [mld USD]

Źródło: opracowanie własne na podstawie BloombergNEF (2024).

z Ameryki Północnej, gdzie utrzymuje się (szczególnie obecnie) silna pozycja przedsiębiorstw sektora wydobywczego produkującego zarówno na rynek krajowy, jak i na eksport. Stosunek środków przeznaczonych na technologie niskoemisyjne do tych przeznaczonych na paliwa kopalne utrzymał się zatem na poziomie ok. 0,5. Europa z kolei, z łączną kwotą finansowania wynoszącą 356 mld USD, wciąż zdecydowanie wyprzedza inne części świata pod względem udziału finansowania czystej energii (wartość sfinansowanych projektów niskoemisyjnych była ponaddwukrotnie wyższa niż tych opartych na paliwach kopalnych), choć uwagę zwraca niepokojący trend malejący w tym obszarze. W Chinach zaobserwowano gwałtowny spadek łącznego finansowania do 309 mld USD, ale należy do tych danych podchodzić z dużą ostrożnością. Jak wskazuje bowiem raport BloombergNEF, spadek ten jest jednak niemal na pewno zawyżony, ponieważ duże chińskie przedsiębiorstwa energetyczne zastąpiły emisję obligacji finansowaniem kredytowym, a brak jest kompletnych danych o dwustronnych umowach kredytowych. Elementem ożywienia gospodarczego Chin po pandemii COVID-19 było bowiem obniżenie oprocentowania kredytów oraz zmniejszenie obciążeń banków, co obniżyło koszt kredytów i zwiększyło ich atrakcyjność – szczególnie dla państwowych

spółek energetycznych realizujących największe projekty energetyczne. W pozostałych rejonach świata obserwowano wzrost stosunku środków przeznaczonych na technologie niskoemisyjne do tych przeznaczonych na paliwa kopalne.

Przedstawione dane pokazują, że najbliższej osiągnięcia celu wskazanego w porozumieniu paryskim pozostaje Europa (w szczególności Unia Europejska), która jest w tym zakresie najbardziej zdeterminowana. Niemniej, jak już wskazano wyżej, transformacja energetyczna wymaga bezprecedensowych nakładów kapitałowych i to począwszy od obecnej dekady. Każde bowiem opóźnienie w dekarbonizacji będzie prowadzić do konieczności poniesienia większych kosztów w przyszłości, w miarę zbliżania się do terminów założonych w porozumieniu paryskim i Europejskim Zielonym Ładzie. Wyasygnowanie tak znacznych środków będzie wymagało szerokiego wsparcia ze strony europejskich rynków finansowych, jako że wobec ograniczeń sektora finansów publicznych, kluczowy będzie wkład sektora prywatnego w finansowanie tego rodzaju inwestycji. Sektor publiczny może oczywiście przyczynić się do ograniczenia ryzyka związanego z takimi przedsięwzięciami, czy też może starać się pobudzić inwestycje, usuwając bariery administracyjne czy dążąc do poprawy otoczenia regulacyjnego, tym samym obniżając koszt ich finansowania, lecz jednak sektora prywatnego w tym zakresie nie zastąpi. W tym kontekście uwidacznia się szczególnie rola europejskich banków, bez których ta transformacja się nie powiedzie, na co wskazuje w szczególności Europejski Bank Centralny (EBC): „Zmiana klimatu i degradacja przyrody stwarzają zagrożenia dla gospodarki i sektora finansowego. Musimy ocenić, jak te zagrożenia i dążenie do społeczeństwa neutralnego pod względem emisji dwutlenku węgla oddziałują na gospodarkę, żeby uwzględnić wpływ tych czynników na prace, jakie prowadzimy jako bank centralny i organ nadzoru bankowego. Pomoże nam to zapewnić stabilność cen i bezpieczeństwo banków” (ECB, 2025).

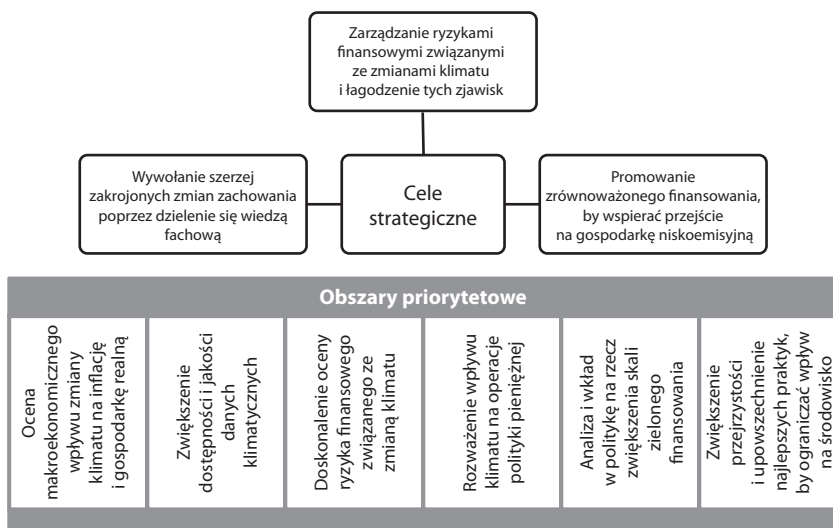
4. Makroekonomiczne i regulacyjne uwarunkowania finansowania transformacji energetycznej (perspektywa europejska)

Zmiany klimatu oraz proces transformacji energetycznej wywierają zatem istotny wpływ na podstawowy mandat EBC, jakim jest utrzymanie stabilności cen. Czynniki te oddziałują bowiem zarówno na dynamikę makroekonomiczną, jak i na strukturę ryzyka oraz wycenę aktywów znajdujących się w bilansie Eurosystemu. W perspektywie mikroostrożnościowej EBC – pełniąc funkcję nadzorczą – odpowiada za zapewnienie solidności i bezpieczeństwa sektora bankowego, co implikuje konieczność weryfikacji, czy instytucje kredytowe dysponują adekwatnymi narzędziami do identyfikacji, pomiaru i zarządzania ryzykiem klimatycznym. W szerszym ujęciu instytucjonalnym, działając w granicach powie-

zonego mandatu i bez uszczerbku dla naczelnego celu polityki pieniężnej, EBC zobligowany jest zatem wspierać ogólne strategie gospodarcze Unii Europejskiej, w tym te ukierunkowane na ochronę środowiska, zgodnie z postanowieniami Traktatów UE (ECB, 2022)

Zgodnie z zapisami *Agendy klimatycznej EBC – 2022* w swoich działaniach klimatycznych EBC realizuje trzy komplementarne cele strategiczne (rysunek 6.4). Po pierwsze, koncentruje się na identyfikacji, ocenie oraz ograniczaniu finansowych skutków zmian klimatycznych, a także na analizie ich wpływu na aktywność gospodarczą. Po drugie, dąży do intensyfikacji rozwoju zrównoważonych finansów, traktując je jako kluczowy warunek płynnego przejścia w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Po trzecie, dąży do szerszej edukacji interesariuszy rynku finansowego. Synergia tych działań ma zdaniem EBC zapewnić spójność i efektywność przyjętej strategii w obliczu dynamicznie zmieniającego się otoczenia klimatycznego i gospodarczego.

Rysunek 6.4. Cele strategiczne i obszary priorytetowe EBC zgodnie z zapisami *Agendy klimatycznej EBC – 2022*



Źródło: opracowanie własne na podstawie European Central Bank (2022).

Należy jednak podkreślić, że deklaracje EBC odnośnie do wsparcia finansowania niskoemisyjnych źródeł energii nie wpłyną samoistnie na jego zwiększenie do pożądaných poziomów. Banki bowiem nie operują w próżni, a w zmieniającym i niejednokrotnie niekorzystnym otoczeniu makroekonomicznym, zmagając się m.in. ze zmiennością stóp procentowych, a w szczególności z wysokim kosztem kapitału. Jak wskazuje raport *ETRC – Cost of Capital and Investment*

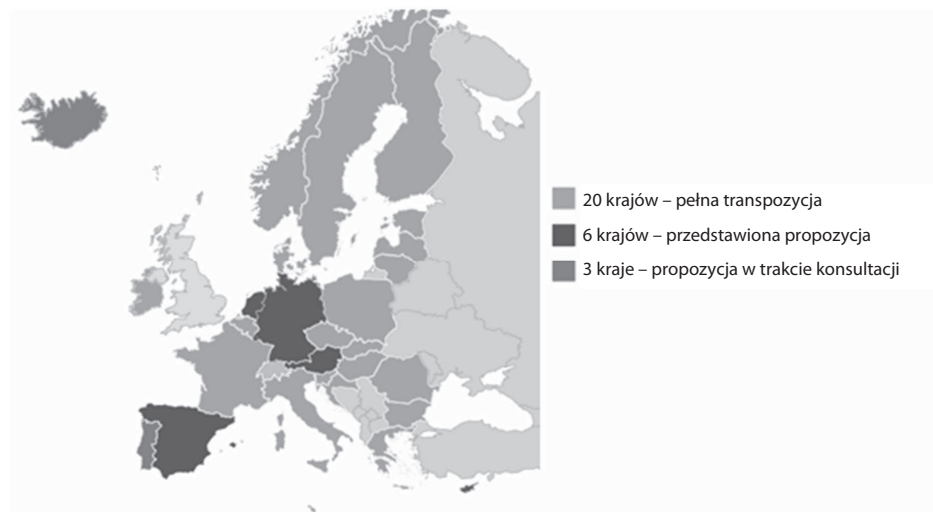
Tracking przygotowany przez Oxford Sustainable Finance Group (Wilson, Shri-mali, 2024) koszt długu dla inwestycji energetycznych wzrósł znacząco pomiędzy 2020 a 2023 rokiem z uwagi na wzrost stóp procentowych. Największy wzrost zaobserwowano dla inwestycji w energetykę wiatrową i solarną (w Ameryce Północnej z 1,9% do 7,5%, a w Unii Europejskiej z 1,3% do 6,0%). Podobne zapisy znajdziemy w raporcie *World Energy Investment 2024* przygotowanym przez International Energy Agency, który wprost wskazuje, że część projektów inwestycyjnych jest wstrzymywana przez wysokie koszty finansowania związane z poziomem stóp procentowych (IEA, 2024). Wyższy średni ważony koszt kapitału sprawia, że banki skracają okresy kredytowania bądź żądają wskaźników obsługi długu określających zdolność jednostki do generowania wystarczających środków pieniężnych na spłatę zadłużenia – wyższa wartość tego wskaźnika zmniejsza ryzyko po stronie banków, ale zmniejsza atrakcyjność projektów dla potencjalnych inwestorów.

Finansowaniu inwestycji w zieloną energię nie sprzyjają również zmiany związane ze zmieniającym się otoczeniem politycznym. Za przykład posłużyć tu może tzw. taksonomia, tj. rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje, która później została przez Komisję Europejską znowelizowana przez uzupełniający akt delegowany w sprawie systematyki dotyczącej zmiany klimatu, który uzupełnia unijną systematykę dotyczącą zrównoważonego rozwoju o dodatkowe działalności ekonomiczne sektora energetycznego. W art. 10 ust. 2 rozporządzenia w sprawie systematyki określono warunki, na podstawie których pewne działalności związane z energią jądrową i gazem ziemnym można dodać do stosowanego od 1 stycznia 2022 r. pierwszego aktu delegowanego w sprawie łagodzenia zmiany klimatu i przystosowania się do niej. Ta jednak zmiana, stanowiąca pewne ustępstwa wobec bardziej rygorystycznych założeń przyjętych w pierwotnej taksonomii, nie jest dla sektora aż tak dokuczliwa jak zmiana sentymentu rynkowego, jakiej doświadczamy w USA, gdzie zgodnie z zapowiedziami administracji nacisk nadal będzie kładziony na zwiększone wydobywanie paliw kopalnych, tworząc tym samym transatlantycką asymetrię i utrudniając bankom oraz przedsiębiorstwom sektora energetycznego długoterminowe prognozowanie cen energii i tym samym ocenę opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych.

Dla przedsiębiorstw – w szczególności sektora finansowego – działających w UE istotną kwestią pozostaje integracja sprawozdawczości niefinansowej z unijną taksonomią, zgodnie z dyrektywą ws. sprawozdawczości przedsiębiorstw w zakresie zrównoważonego rozwoju (*Corporate Sustainability Reporting Directive*, CSRD). Tu jednak banki działające w ramach grup międzynarodowych napotykać istotny problem zróżnicowanego stopnia wdrożenia dyrektywy

w krajach członkowskich EEA (rysunek 6.5). Według stanu na styczeń 2025 r. dziewięć państw wciąż nie dokonało pełnej inkorporacji zapisów dyrektywy do krajowego porządku prawnego, co zwiększa potencjalne koszty banków związane z ryzykiem braku zgodności.

Rysunek 6.5. Stopień wdrożenia dyrektywy CSRD w krajach europejskich



Źródło: Accountancy Europe (2025).

Obowiązek sprawozdawczości w zakresie zgodności działalności finansowej z taksonomią ma na celu m.in. zwiększenie przejrzystości informacyjnej dla inwestorów przez ujednolicenie kluczowych wskaźników efektywności oraz zunifikowanie szablonów raportowych, które powinny umożliwiać porównanie udziału aktywów taksonomicznie zgodnych w bilansach przede wszystkim europejskich banków i ubezpieczycieli. Jak jednak wskazuje raport *Study on taxonomy reporting of financial institutions* z grudnia 2024 r., przygotowany przez Autorité des marchés financiers (AMF, 2024), implementacja regulacji napotyka znaczące trudności, wynikające z konieczności pozyskiwania z jednej strony szczegółowych, a z drugiej zaś jak najbardziej wiarygodnych danych, opartych jednak na wciąż niepełnych wytycznych interpretacyjnych (pomimo publikowania licznych dokumentów FAQ przez Komisję Europejską). Od 2024 r. instytucje finansowe muszą raportować nie tylko kwalifikowalność, lecz także stopień faktycznego dopasowania swoich ekspozycji do taksonomii, co w przypadku banków oznacza prezentację wskaźnika Green Asset Ratio (GAR), który budzi kontrowersje zarówno ze względu na przyjętą metodologię obliczeń, jak i ograniczoną zdolność odzwierciedlania realnego „zazieleniania” bilansów, a – warto zauważyć –

poprawna interpretacja GAR przez inwestorów jest kluczowa dla minimalizacji ryzyka błędnej oceny postępu transformacji „zrównoważeniowej” w sektorze finansowym.

Problem z oceną ryzyka finansowania zielonych źródeł energii nie leży jednak jedynie po stronie samych instytucji finansowych, które, działając na silnie regulowanych rynkach, poddane są istotnej kontroli organów nadzorczych. Narażająca świadomość zagrożeń środowiskowych i ich konsekwencji spowodowała, że banki centralne (jak wspomniany wcześniej EBC) oraz instytucje nadzorcze sektora finansowego zaczęły myśleć nad włączeniem ryzyka klimatycznego do własnych systemów oceny ryzyka (ECB & ESRB, 2022; EBA, 2023). EBC podkreślił zarazem, że podmioty finansowe w strefie euro powinny uwzględniać identyfikację i pomiar tych ryzyk w ramach procesu oceny adekwatności kapitałowej (ECB, 2020). Nałożenie na instytucje dodatkowych obciążeń sprawozdawczych oraz zmiana własnych kryteriów oceny ryzyka generowanego przez podmioty sektora finansowego nie wydaje się jednak wystarczająca z perspektywy konieczności osiągnięcia celów, jakie określono w porozumieniu paryskim czy zielonym ładzie. Regulatorzy powinni zatem zacząć aktywnie działać w tym obszarze w zakresie swoich kompetencji. Jednym ze środków do osiągnięcia tego celu wydaje się koncepcja włączenia do regulacji ostrożnościowych tzw. korekt kapitałowych – polegających na zwiększeniu wag ryzyka dla aktywów wysokoemisyjnych (*brown penalising factor*) i jednoczesnym obniżeniu tych wag dla aktywów proekologicznych (*green supporting factor*), która miałaby za zadanie przekierować finansowanie bankowe w stronę przedsięwzięć sprzyjających ochronie środowiska. Takie podejście niesie jednak ryzyko zatarcia granicy między czysto ostrożnościową oceną ryzyka kredytowego a realizacją celów środowiskowych. Preferencyjne traktowanie kredytów „zielonych”, choć w perspektywie długookresowej uzasadnione społecznie, może w krótkim horyzoncie pobudzać banki do angażowania się w finansowanie aktywów o podwyższonej niepewności i zaburzać prawdziwy obraz ich kondycji finansowej (Castren, Russo, 2024).

Z teoretycznej perspektywy zarządzanie ryzykiem klimatycznym nie różni się od dotychczas stosowanego pomiaru „klasycznego” ryzyka, ale warto zwrócić uwagę, że jego pomiar jest utrudniony z uwagi na brak stosownych, rzetelnych danych historycznych. Jednak, w odniesieniu do regulacji ostrożnościowych, zwiększenie wag ryzyka na „niepożądane” inwestycje energetyczne może skutecznie amortyzować ryzyka finansowe wynikające ze zmian klimatu, co nie oznacza jednak, że automatycznie przełoży się to na spadek emisji gazów cieplarnianych. Warto tu zwrócić uwagę, że wykorzystanie regulacji kapitałowych do zniechęcania banków do finansowania wysokoemisyjnych przedsięwzięć nie

będzie skuteczne dopóty, dopóki takie projekty pozostaną rentowne. Całkowite ich wyparcie z portfeli banków okazuje się w tym przypadku niewykonalne lub wymagałoby zbyt dużego „poluzowania” wymogów wobec aktywów niskoemisyjnych, co z kolei mogłoby prowadzić do osłabienia ich stabilności finansowej. Ponadto, nawet jeśli banki wycofają się z kredytowania przedsięwzięć energetycznych opartych na paliwach kopalnych, kapitał prawdopodobnie napłynie z innych źródeł, o ile inwestycje te nadal będą oferowały odpowiednią dodatnią stopę zwrotu. Skuteczniejsze więc mogą okazać się interwencje bezpośrednio obniżające opłacalność takich inwestycji, np. wprowadzenie „podatku węglowego”. W tym przypadku wymogi kapitałowe pełniłyby funkcję wspierającą, ułatwiając rządowi wprowadzenie ostrzejszych instrumentów środowiskowych, które w przeciwnym razie mogłyby zagrozić stabilności systemu finansowego przez gwałtowną dewaluację aktywów (Oehmke, Opp, 2023). Tym samym należałoby stwierdzić, że powodzenie transformacji energetycznej, które uzależnione jest w dużym stopniu od możliwości sektora bankowego wymagać będzie nie jednego, ale szeregu środków polityki zarówno makro-, jak i mikroostrożnościowej.

Wśród propozycji regulacyjnych dotyczących integracji ryzyka klimatycznego z ramami ostrożnościowymi wyróżnić można kilka wzajemnie uzupełniających się instrumentów. Zostały one pokazane na rysunku 6.6. Po pierwsze jest

Rysunek 6.6. Klimatyczne narzędzia polityki ostrożnościowej



Źródło: opracowanie własne na podstawie: Dafermos, Nikolaidi (2022).

tam bufor systemowego ryzyka klimatycznego, który zwiększałby wymogi funduszy własnych dla banków o znaczącej ekspozycji na aktywa obciążone wysokim ryzykiem transformacyjnym. Po drugie, współczynnik dźwigni zmuszałby instytucje o dużym udziale „brunatnych” aktywów do utrzymywania wyższego kapitału Tier 1. Trzecim narzędziem może być cykliczny bufor kapitałowy dla aktywów wysokoemisyjnych, który narzucałby dodatkowy wymóg kapitałowy, gdyby relacja kredytów wysokoemisyjnych do PKB przekraczała dotychczasowy długookresowy trend. Czwarty mechanizm zakłada dostosowanie wag ryzyka do stopnia podatności aktywów na skutki zmian klimatu, przy czym nowe projekty paliw kopalnych mogłyby podlegać skrajnie wysokiej wadze ryzyka. Po piąte, wspomniane już zróżnicowane wymogi kapitałowe mogłyby wprowadzać współczynnik obniżający wagę ryzyka dla kredytów proekologicznych oraz odpowiadający mu współczynnik penalizujący dla finansowania wysokoemisyjnego. Wreszcie zasada „jeden do jednego” wymagałaby, aby każdy kredyt udzielany na projekty oparte na paliwach kopalnych był w całości pokryty kapitałem własnym banku. Razem instrumenty te tworzyłyby spójną paletę narzędzi, które miałyby jednocześnie wzmacniać odporność sektora bankowego na ryzyka klimatyczne i realokować finansowanie w kierunku gospodarki niskoemisyjnej (KPMG, 2023)

5. Konwergencja interesu akcjonariuszy i interesu społecznego

Abstrahując jednakże od kwestii zdolności sektora finansowego, w szczególności bankowego do wspierania transformacji energetycznej, należy odpowiedzieć na jedno zasadnicze pytanie: „Czy instytucje depozytowo-kredytowe w ogóle powinny aktywnie finansować transformację energetyczną, a w szczególności czy powinny być do tego niejako przymuszane przez regulacje ostrożnościowe?”. Zagadnienie to oscyluje między dwiema logikami: tradycyjną, która nakazuje maksymalizację zysku akcjonariuszy przy zachowaniu bezpieczeństwa depozytów, oraz nowo definiowaną logiką interesu społecznego, w której redukcja ryzyka klimatycznego staje się niejako samodzielnym celem polityki bankowej. Jednak rosnąca internalizacja ryzyka klimatycznego w regulacjach powoduje konwergencję obu logik, co czyni finansowanie transformacji nie tylko społecznie, lecz również ekonomicznie pożądanym. W tym ujęciu klasyczna, friedmanowska doktryna prymatu udziałowca, głosząca, że menedżer ma odpowiedzialność wyłącznie wobec właścicieli kapitału, ustępuje miejsca koncepcji interesariuszy Freemana (Paliwoda-Matiolańska, 2009), która uznaje, że menedżer poprzez swoje decyzje powinien działać zgodnie z interesem nie tylko akcjonariuszy, ale również pozostałych uczestników rynku, którzy mogą być

jego decyzjami dotknięci i – co podkreśla perspektywa Rawlowskiej teorii sprawiedliwości – przyszłych pokoleń (Rawls, 1999). Ignorowanie zmian klimatycznych staje się zatem z tej perspektywy nie tylko moralnym, lecz także ekonomicznym zaniedbaniem, bowiem bank finansujący przedsięwzięcia energetyczne oparte na paliwach kopalne, w imię krótkookresowych zysków, przenosi ryzyko na przyszłe pokolenia, naruszając tym samym niepisaną umowę społeczną stanowiącą, że bank jako instytucja zaufania publicznego przede wszystkim powinien chronić depozyty, ale nie za cenę ich realnej wartości w przyszłości. Liberariański argument o absolutnym prawie własności i postulowanej ograniczonej władzy aparatu państwowego (Staśkiewicz, 2015) nie wytrzymuje tu krytyki, bo już dziś bezpieczeństwo lokat opiera się na instytucjach państwowych, a państwo – broniąc swoich obywateli przed destabilizacją finansową – ma legitymację, by warunkować tę ochronę dekarbonizacją sektora. W konsekwencji transformacja energetyczna i regulacje z nią związane nie powinny być postrzegane jako brzemię dla sektora bankowego, ale część misji, w której banki odegrają poczesną rolę.

6. Podsumowanie i rekomendacje

Transformacja energetyczna wymaga znacznego zaangażowania kapitału prywatnego, a banki – jako główni pośrednicy – pozostają niezbędnym ogniwem tego procesu. Mimo rosnącego udziału inwestycji niskoemisyjnych, finansowanie projektów opartych na paliwach kopalnych wciąż dominuje, przy wyraźnych różnicach między regionami. Europa, choć relatywnie zaawansowana w rozwoju czystych technologii, obserwuje ostatnio spowolnienie, a wysokie stopy procentowe podnoszą koszt finansowania i ograniczają opłacalność wielu przedsięwzięć. W tych warunkach same mechanizmy rynkowe oraz dobrowolne ujawnienia niefinansowe nie zapewnią skali finansowania zgodnej z celami porozumienia paryskiego. Aby jednocześnie wzmacniać odporność sektora i właściwie ukierunkowywać przepływy kapitału, potrzebny jest spójny pakiet narzędzi makro- i mikroostrożnościowych, m.in. systemowy bufor klimatyczny, dostosowanie wag ryzyka oraz etapowe wprowadzenie zasady „1:1” dla nowych kredytów na projekty kopalne. Równolegle należy obniżyć koszt kapitału po stronie projektów niskoemisyjnych. Służyć temu powinny instrumenty stabilizujące przepływy pieniężne, zwiększające dostęp do kapitału oraz pozwalające na wydłużanie okresów finansowania bez nadmiernej premii za ryzyko. Po stronie instytucji finansowych priorytetem jest pełne włączenie ryzyka klimatycznego w praktyki zarządzania: regularne testy warunków skrajnych z przeniesieniem wyników do polityk kredytowych i cenowych, szersze stosowanie instrumentów

powiązanych z wynikami (np. kredytów z marżą zależną od realizacji celów emisyjnych), precyzyjne kowenanty emisyjne oraz mechanizmy odpowiedniego dostosowania marży. Jakość ujawnień należy podnosić poprzez zgodność z CSRD i przejrzyste prezentowanie wskaźników, w tym Green Asset Ratio, z jasnym wskazaniem ograniczeń metodologicznych i zakresowych. Wniosek jest prosty: właściwa internalizacja ryzyk klimatycznych zbliża interes akcjonariuszy do celu publicznego. Polityki kapitałowe same nie zastąpią bodźców cenowych (np. kosztu emisji CO₂), ale w połączeniu z nimi mogą przesunąć punkt równowagi sektora w kierunku trwalszego, mniej emisyjnego modelu – przy zachowaniu bezpieczeństwa depozytów i przejrzystości dla inwestorów.

Bibliografia

- Accountancy Europe. (2025). *CSRD transposition tracker – January 2025 update*. Pozyskano z: <https://accountancyeurope.eu/wp-content/uploads/2025/01/CSRD-transposition-tracker-January-2025-update.pdf?v1>
- Autorité des marchés financiers. (2024). *Study on the taxonomy reporting of financial institutions*. Pozyskano z: <https://www.amf-france.org/en/news-publications/publications/reports-research-and-analysis/study-taxonomy-reporting-financial-institutions>
- Battiston, S., Mandel, A., Monasterolo, I., Schütze, F., Visentin, G. (2017). A climate stress-test of the financial system. *Nature Climate Change*, 7(4), 283–288. <https://doi.org/10.1038/nclimate3255>
- BloombergNEF. (2024). *Energy Transition Investment Trends 2024*. Bloomberg Finance L.P.
- Campiglio, E., Dafermos, Y., Monnin, P., Ryan-Collins, J., Schotten, G., Tanaka, M. (2018). Climate change challenges for central banks and financial regulators. *Nature Climate Change*, 8(6), 462–468. <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0175-0>
- Castren, O., Russo, R. (2024). *Green-supporting factors, brown-penalising factors and the prudential framework: A theoretical approach* (EBA Staff Papers Series No. 19). European Banking Authority. Pozyskano z: https://www.eba.europa.eu/sites/default/files/2024-08/f8a17406-92dd-4ec4-9675-c251a8f8b9a4/Staff%20paper_Green-supporting%20factors%20brown-penalising%20factors%20and%20the%20prudential%20framework.pdf
- Dafermos, Y., Nikolaidi, M. (2022). *Greening capital requirements* (INSPIRE Sustainable Central Banking Toolbox, Policy Briefing Paper No. 8). International Network for Sustainable Financial Policy Insights, Research and Exchange. Pozyskano z: <https://inspiregreenfinance.org/wp-content/uploads/2022/10/INSPIRE-Sustainable-Central-Banking-Toolbox-Policy-Briefing-Paper-8.pdf>
- European Banking Authority. (2023). *Report on the role of environmental risks in the prudential framework* (EBA Report No. 2023/34).
- European Central Bank. (2025). *Climate change and the ECB*. Pozyskano z: <https://www.ecb.europa.eu/ecb/climate/html/index.pl.html> (dostęp: 26.04.2025).

- European Central Bank. (2020). *Guide on climate-related and environmental risks: Supervisory expectations relating to risk management and disclosure*. Pozyskano z: <https://www.bankingsupervision.europa.eu/ecb/pub/pdf/ssm.202011finalguideonclimate-relatedandenvironmentalrisks~58213f6564.en.pdf>
- European Central Bank. (2022). *Agenda klimatyczna EBC – 2022*. Pozyskano z: https://www.ecb.europa.eu/press/pr/date/2022/html/ecb.pr220704_annex~cb39c2dcbb.pl.pdf
- European Central Bank & European Systemic Risk Board. (2022). *The macroprudential challenge of climate change*. (ECB/ESRB Joint Report). Pozyskano z: https://www.esrb.europa.eu/pub/pdf/reports/esrb.ecb.climate_report202207~622b791878.en.pdf
- European Parliament & Council of the EU. (2020). Regulation (EU) 2020/852 on the establishment of a framework to facilitate sustainable investment (Taksonomia). *Official Journal of the European Union*, L 198, 13–43.
- European Parliament & Council of the EU. (2022). Directive (EU) 2022/2464 on corporate sustainability reporting (CSRD). *Official Journal of the European Union*, L 322, 15–76.
- Ghosh, S., Nanda, R. (2010). *Venture capital investment in the clean energy sector*. Harvard Business School Working Paper No. 11-020. Pozyskano z: <https://www.hbs.edu/faculty/Pages/item.aspx?num=38381>
- Hubbard, R.G. (1994). *Is there a “credit channel” for monetary policy?* NBER Working Paper No. 4977. National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w4977>
- International Energy Agency. (2024). *World energy investment 2024* (2nd rev. ed.).
- Intergovernmental Panel on Climate Change. (2021). *Climate change 2021: The physical science basis*. W: V. Masson-Delmotte i in. (red.), *Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press.
- Kardaś, A. (2021). *Bezdyskusyjne – nowy raport IPCC o spowodowanym przez człowieka ociepleniu klimatu*. Pozyskano z: <https://naukaoklimacie.pl/aktualnosci/bezdyskusyjne-nowy-raport-ipcc-o-spowodowanym-przez-czlowieka-ociepleniu-klimatu-488> (dostęp: 26.04.2025).
- Kotecki, L. (red.). (2024). *Zielone finanse w Polsce 2024*. Centrum Myśli Strategicznych; UN Global Compact Network Poland. Pozyskano z: https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2024/06/Zielone_finance_w_Polsce_2024.pdf
- KPMG. (2023). *Bank capital requirements and climate risk*. KPMG Insights. Pozyskano z: <https://kpmg.com/us/en/articles/2023/bank-capital-requirements-climate-risk.html> (dostęp: 26.04.2025).
- Mazzucato, M., Semieniuk, G. (2018). Financing renewable energy: Who is financing what and why it matters. *Technological Forecasting and Social Change*, 127, 8–22. <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2017.05.021>
- McCollum, D.L. i in. (2018). Energy investment needs for fulfilling the Paris Agreement and achieving the Sustainable Development Goals. *Nature Energy*, 3(7), 589–599. <https://doi.org/10.1038/s41560-018-0179-z>
- OECD. (2020). *Green infrastructure in the decade for delivery: Assessing institutional investment*. OECD Publishing. Pozyskano z: <https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/>

- publications/reports/2020/10/green-infrastructure-in-the-decade-for-delivery_77c8475c/f51f9256-en.pdf
- Oehmke, M., Opp, M. (2023). *Green capital requirements* (Working Paper). European Central Bank. Pozyskano z: https://www.bankingsupervision.europa.eu/press/conferences/shared/pdf/20230502_research_conference/Oehmke_paper.pdf
- Paliwoda-Matiolańska, A. (2009). *Odpowiedzialność społeczna w procesie zarządzania przedsiębiorstwem*. Warszawa: C.H. Beck.
- Rawls, J. (1999). *A theory of justice*. Belknap Press of Harvard University Press. Pozyskano z: <https://giuseppicapograssi.wordpress.com/wp-content/uploads/2014/08/rawls99.pdf>
- Ritchie, H., Rosado, P., Roser, M. (2023). *Energy. Our World in Data*. Pozyskano z: <https://ourworldindata.org/energy>
- Staśkiewicz, H. (2015). *Rozumienie libertarianizmu. Analiza i Egzystencja*, 30, 109–126. Pozyskano z: https://bazhum.muzhp.pl/media/texts/analiza-i-egzystencja/2015-tom-30/analiza_i_egzystencja-r2015-t30-s109-126.pdf
- Wilson, C., Shrimali, G. (2024). *ETRC – Cost of Capital and Investment Tracking: Chart-book 2024*. Oxford Sustainable Finance Group, University of Oxford. Pozyskano z: https://sustainablefinance.ox.ac.uk/wp-content/uploads/2024/11/ETRC_2024_LIVE.pdf

ROZDZIAŁ 7

Zielone obligacje – moda czy instrument realizacji celów klimatycznych

prof. dr hab. MARTA POSTUŁA

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

mpostula@wz.uw.edu.pl

ORCID 0000-0001-5502-9722

dr WOJCIECH CHMIELEWSKI

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

wchmielewski@wz.uw.edu.pl

ORCID 0000-0003-4516-5063

Streszczenie

Rozdział koncentruje się na instrumentach finansowych mających na celu wspieranie działań prośrodowiskowych, ze szczególnym uwzględnieniem zielonych obligacji. Na początku przedstawiono problem negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko naturalne. Wskazano na nadmierne wykorzystanie zasobów planety, takich jak powierzchnia ziemi, zasoby nieodnawialne (np. metale ziem rzadkich, złoto, paliwa kopalne) oraz odnawialne (np. ekosystemy leśne i morskie). Podkreślono również problem emisji zanieczyszczeń do środowiska, takich jak gazy cieplarniane, metale ciężkie czy plastiki.

Wśród wielu innych konsekwencji zmiany klimatu, zanieczyszczenie wód i gleby oraz degradacja ekosystemów wpływają także na koszty prowadzonej działalności, utrudniając planowanie zwrotu z kapitału i budowanie wartości przedsiębiorstwa. W obliczu tych wyzwań autorzy podkreślają konieczność podjęcia działań na rzecz ochrony środowiska, które wymagają zaangażowania znacznych środków finansowych.

W rozdziale omówiono różne instrumenty zielonych finansów, tworzące system wsparcia zielonych inwestycji, w tym w szczególności zielone obligacje, przedstawiając ich historię, standardy emisji, sytuację obligacji na rynku zagranicznym oraz polskim, jak również wyzwania związane z ich rozwojem.

Słowa kluczowe: zielone finanse, zielone obligacje, Sustainability-Linked Loans, ESG-Linked Loans.

1. Wstęp

Środowisko naturalne jest silnie obciążone działalnością człowieka, co prowadzi do wielu globalnych problemów. Badania zespołu W. Steffena (2015) wskazują, że sukces cywilizacyjny, objawiający się szybkim wzrostem w takich obszarach jak konsumpcja dóbr i usług, produkcja energii czy wzrost bezpośrednich inwestycji zagranicznych, wiąże się z równoczesnym, intensywnym wykorzystaniem zasobów naszej planety. Obejmuje to m.in. powierzchnię ziemi, zasoby nieodnawialne (takie jak metale ziem rzadkich, złoto, paliwa kopalne czy piasek) oraz odnawialne, takie jak ekosystemy leśne (w wyniku wycinki lasów) i morskie (przez nadmierne połowy ryb). Ponadto wiąże się to także z emisją zanieczyszczeń do środowiska, takich jak gazy cieplarniane, metale ciężkie czy plastyki.

Niekorzystne zmiany w środowisku oddziałują negatywnie na wielu wymiarach przenikających się płaszczyznach, a jedną z nich jest obszar prowadzenia działalności gospodarczej. Niekorzystne efekty w postaci zmian klimatu, zanieczyszczenia wód i gleby, degradacji różnych ekosystemów, wpływają negatywnie na koszty prowadzonej działalności, sprawiając, że trudniej zaplanować zwrot z kapitału czy zbudować wartość przedsiębiorstwa. Ze względu na większe ryzyko rosną też koszty ubezpieczenia inwestycji i zabezpieczenia prowadzonych transakcji, szczególnie gdy są one realizowane w dłuższym okresie. Szkodliwe skutki zmian klimatycznych są kluczowymi czynnikami przyczyniającymi się do ubóstwa energetycznego, co także ma swój wymierny i negatywny efekt w wielu aspektach prowadzonej działalności gospodarczej (Postuła i in., 2021).

Sytuacja klimatyczna oraz wyzwania stojące przed gospodarkami światowymi wymagają podejmowania działań na wielu płaszczyznach, mających na celu zatrzymanie albo odwrócenie niekorzystnych trendów zachodzących zmian klimatycznych, wywierających nieodwracalne konsekwencje dla procesów gospodarczych, w szczególności w zakresie konkurencyjności. Działania te wymagają zaangażowania dużej ilości kapitału, co przekłada się na potrzebę korzystania z rozwiązań w obszarze szeroko rozumianych „zielonych finansów”, czyli działalności finansowej, która nie tylko jest oparta na fundamentach typowo finansowych, lecz także pozwala uzyskać efekty korzystne dla środowiska.

2. Podstawowe założenia służące wyodrębnieniu zielonych finansów

W ostatnich latach dostrzega się statystycznie istotny przyrost zaangażowania sektora finansowego we wspieranie działań przeciwdziałających negatywnym skutkom zachodzących zmian klimatycznych.

Na świecie, a szczególnie w krajach rozwiniętych, rośnie kapitał lokowany w zielone akcje i obligacje, związane z czystą energią, ochroną klimatu oraz bioróżnorodności, zrównoważonym użytkowaniem gruntów i ochroną środowiska morskiego. Do jego zaangażowania korzysta się z narzędzi oferowanych przez system instytucji finansowych. W literaturze naukowej, ale także wśród praktyków życia gospodarczego, istnieje dość powszechny pogląd, że globalny wzrost sektora „zielonych finansów” wynika z dwóch powodów. Pierwszym jest podejście inwestorów, którzy poszukują inwestycji przynoszących korzyści w oparciu o zrównoważone użytkowanie środowiska lub łagodzące negatywne skutki dla środowiska, a drugim – może bardziej pragmatycznym – unikanie finansowania szkodliwych dla środowiska projektów z powodów wizerunkowych, które w perspektywie średniookresowej mogą przełożyć się na pozycję rynkową (Kotecki, 2023).

Zjawiska rynkowe idą w parze z tendencją do coraz wyraźniejszego uwzględniania kwestii środowiskowych jako kluczowego czynnika wpływającego na rozwój gospodarczy. Wspólną cechą koncepcji opartych na tym założeniu jest potrzeba rozszerzenia tradycyjnego rachunku ekonomicznego, przy uwzględnieniu czynników, które dotychczas traktowane były jako efekty zewnętrzne. Tego typu podejście prowadzi do zmiany w myśleniu o działalności gospodarczej – z modelu skoncentrowanego na osiąganiu wyłącznie korzyści ekonomicznych na model dążący do korzyści o charakterze społecznym, biorący pod uwagę szerszy wachlarz kosztów.

Trwała zmiana pozwoliłaby na mniej instrumentalne podejście do projektów o nastawieniu prośrodowiskowym. Niejednokrotnie zdarza się bowiem, że rozwiązanie proekologiczne jest stosowane tylko przez czas trwania projektu lub grantu, a później wycofywane ze względu na koszty, które generuje. Negatywne aspekty związane z kontynuacją tego typu projektów mogą wiązać się z odpowiedzialnością menedżerów przedsiębiorstw z tytułu niegospodarności, wynikającej ze stosowania bardziej kosztownych rozwiązań przyjaznych dla środowiska, ale nieuzasadnionych z krótkookresowego, ekonomicznego punktu widzenia. W tym kontekście zmiana podejścia w takim kierunku, że korzyść z podejmowanych działań będzie oceniana w szerszym kontekście i w dłuższej perspektywie, może zachęcić menedżerów do realizacji aktywności na korzyść środowiska, które nie przynoszą szybkich korzyści ekonomicznych przekładających się na zysk, ale w dłuższej perspektywie pozwalają budować m.in. przewagi konkurencyjne. Wypracowanie takiego podejścia może być jednak związane z potrzebą zmiany przepisów i orzecznictwa w kontekście odpowiedzialności menedżerów w obrocie gospodarczym.

3. Czym są zielone finanse?

Zielone finanse mają różne definicje, co prowadzi do pewnych trudności w ich interpretacji. Höhne i in. (2012) określili je jako pojęcie związane z inwestycjami finansowymi, które wspierają projekty i inicjatywy z zakresu zrównoważonego rozwoju, produkty przyjazne środowisku oraz polityki promujące bardziej zrównoważoną gospodarkę. Obecnie definicja ta jest bardziej zawężona i odnosi się jedynie do inicjatyw środowiskowych, pomijając inne aspekty zrównoważonego rozwoju. Zielone finanse są obecnie zazwyczaj postrzegane jako każda działalność finansowa (produkt lub usługa), której celem jest osiągnięcie korzystniejszych efektów środowiskowych. Ich głównym celem jest zwiększenie przepływów finansowych (ze źródeł publicznych, prywatnych oraz non-profit) w kierunku działań wspierających zrównoważony rozwój (UN Environment Programme, 2022).

W uproszczeniu zielone finanse służą do zapewnienia strumienia środków pieniężnych na realizację inwestycji przyjaznych dla środowiska.

Należy pamiętać, że zielone finanse to część szerszego pojęcia – zrównoważonych finansów, które oprócz problemów środowiskowych uwzględniają także problemy społeczne, gospodarcze i związane z rządzeniem. Jednocześnie zielone finanse nie służą jedynie redukcji ryzyka wystąpienia zagrożenia środowiskowego, ale są również traktowane jako czynnik zwiększający innowacyjność w gospodarce (Postuła, Lipski, 2024).

Sektor finansowy pełni funkcję pośrednika, który dostarcza kapitał i inicjuje zmiany w gospodarce. Instytucje finansowe mają kluczowe znaczenie w zapewnieniu dostępu do kapitału poprzez banki i rynki inwestycyjne. W kontekście wyzwań związanych z transformacją na zrównoważony rozwój ich rola obejmuje analizowanie i minimalizowanie ryzyka ESG (dotyczącego środowiska, społeczeństwa i ładu korporacyjnego) oraz wspieranie projektów i inwestycji zrównoważonych, a także transformację modeli biznesowych w celu osiągnięcia Celów Zrównoważonego Rozwoju (SDGs) z Agendy 2030.

W zielonych finansach wyróżniamy dwa główne typy finansowania: celowe i ogólne. Finansowanie celowe polega na pozyskaniu kapitału na konkretne inwestycje lub projekty, które mają przynieść bezpośrednie korzyści środowiskowe. Przykłady takich inwestycji to rozwój energii odnawialnej, poprawa efektywności energetycznej, zielone budownictwo czy ochrona bioróżnorodności. Natomiast finansowanie ogólne jest wykorzystywane przez firmy do zaspokojenia różnych potrzeb, takich jak kredyty lub emisje obligacji. W tym kontekście w zielonych finansach stosuje się mechanizm Sustainability-Linked, który jest powiązany z wyznaczeniem celów zrównoważonego rozwoju, jakie firma musi osiągnąć,

aby uzyskać finansowanie. Może to dotyczyć różnych produktów finansowych, takich jak kredyty czy obligacje, ale również faktoringu i hedgingu.

Dostęp do kapitału w formule Sustainability-Linked polega na powiązaniu ceny kapitału (oprocentowania) z celami zrównoważonego rozwoju firmy, co ma motywować do postępu w tym zakresie. Mechanizm ten opiera się na dobrych praktykach rynku i nie jest jeszcze uregulowany prawnie, ale w przyszłości mogą pojawić się regulacje UE. Przykładami takich produktów są Sustainability-Linked Loan (SLL) czy Sustainability-Linked factoring leasing, a także rosnąca rola obligacji w formule Sustainability-Linked Bond.

SLL to kredyty, których warunki zależą od tego, czy kredytobiorca osiągnie określone cele zrównoważonego rozwoju. Banki wspólnie z klientem ustalają strukturę finansowania opartą na wskaźnikach (KPI) z zakresu zrównoważonego rozwoju i wymagają postępu w realizacji tych celów. Po zawarciu umowy kredytobiorca musi corocznie raportować status realizacji celów, dostarczając dane potwierdzone przez niezależnego audytora. Na tej podstawie weryfikowane są spełnione cele, co może prowadzić do zmiany oprocentowania kredytu (Krawczyńska-Kaczmarek, 2023). Możliwość redukcji oraz zwiększenia marży była obecna w ponad 90% transakcji w formule SLL w Europie w 2022 r. (ESG Monitor, 2022).

Podsumowując, wachlarz mechanizmów zielonych finansów jest szeroki i wykracza poza katalog konkretnych instrumentów finansowych, tworząc określony ekosystem. Wśród elementów wchodzących w jego skład można wymienić:

- zielone obligacje, czyli instrumenty dłużne emitowane w celu sfinansowania projektów, które przynoszą korzyści dla środowiska. Na przykład mogą być one wykorzystane do finansowania budowy farm wiatrowych, instalacji paneli słonecznych lub projektów efektywności energetycznej;
- zielone kredyty udzielane przez banki na projekty proekologiczne. Przykładem może być finansowanie budowy ekologicznych budynków, modernizacji istniejących obiektów w celu zwiększenia ich efektywności energetycznej czy też rozwoju czystych technologii;
- Sustainability-Linked Loans (SLL), czyli kredyty, w których marża jest częściowo uzależniona od spełnienia przez kredytobiorcę ustalonych celów związanych ze strategią zrównoważonego rozwoju. Mogą one być wykorzystywane do finansowania różnorodnych potrzeb, w tym ogólnokorporacyjnych i refinansowania obecnego zadłużenia. W odróżnieniu od zielonych obligacji czy zielonych kredytów SLL kładą nacisk na całłościowy wpływ firmy na środowisko i społeczeństwo, a nie na pojedynczy projekt;
- ESG-Linked Loans: podobne do SLL, ale zazwyczaj oparte na jednym wskaźniku, np. ocenie ratingu ESG;

- zielone fundusze, czyli fundusze inwestycyjne, które lokują kapitał w spółki i projekty o pozytywnym wpływie na środowisko. Inwestorzy indywidualni mogą w ten sposób wspierać rozwój zielonych technologii i innowacji;
- zielone IPO, czyli oferty publiczne spółek, których działalność skupia się na rozwiązaniach proekologicznych;
- zielone ratingi, czyli systemy oceny firm pod kątem ich wpływu na środowisko. Ratingi te pomagają inwestorom w podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, premiując firmy o dobrych wynikach w obszarze ESG;
- zielone indeksy giełdowe, które skupiają spółki o pozytywnym wpływie na środowisko. Inwestorzy mogą w ten sposób lokować kapitał w firmy działające w sposób zrównoważony.
- baza danych kosztów środowiskowych stanowiąca narzędzie, które gromadzi informacje na temat kosztów związanych z zanieczyszczeniem środowiska. Baza ta może być wykorzystywana do oceny ryzyka inwestycyjnego i podejmowania decyzji o alokacji kapitału;
- zielone sieci inwestorów w postaci platform, które zrzeszają inwestorów zainteresowanych zielonymi finansami. Sieci te ułatwiają wymianę informacji i doświadczeń oraz wspierają rozwój rynku zielonych inwestycji;
- zielone ubezpieczenia będące polisami ubezpieczeniowymi, które chronią przed ryzykiem związanym ze zmianami klimatu lub innymi zagrożeniami dla środowiska. Przykładem mogą być ubezpieczenia od powodzi, suszy lub huraganów (*Establishing...*, 2015).

Dodatkowymi mechanizmami, które są wykorzystywane w ramach zielonych finansów, są deklaracje banków i innych instytucji finansowych dotyczące ograniczenia finansowania projektów szkodliwych dla środowiska, np. elektrowni węglowych czy też regulacje, które zobowiązują firmy do raportowania o ich wpływie na środowisko.

Trzeba pamiętać, że skuteczność systemu zielonych finansów jest uzależniona od przyjęcia właściwych rozwiązań instytucjonalnych i regulacyjnych, uwzględniających rozwój zielonych finansów oraz od właściwych postaw społecznych i respektowania ich przez biznes i społeczeństwo.

4. Zielone obligacje – założenia

Jednym z najbardziej charakterystycznych instrumentów zielonych finansów, który w ostatnim czasie jest szeroko dyskutowany, promowany i rozpowszechniany, są zielone obligacje. Ich historia zaczęła się w 2007 r., gdy Europejski Bank Inwestycyjny ogłosił emisję nowego instrumentu, odpowiadającego na

potrzeby *Planu działania na rzecz efektywności energetycznej* opracowanego przez Komisję Europejską (Pawłowski, 2017). Plan zakładał ograniczenie marnotrawstwa energii w UE o 20% poprzez inwestycje w poprawę efektywności energetycznej, które miały kosztować 100 mld euro do 2020 r. (Commission of the European Communities, 2006). W odpowiedzi na te założenia Europejski Bank Inwestycyjny przeprowadził pierwszą emisję obligacji klimatycznych, na które przeznaczono 600 mln EUR.

W 2018 r. Komisja Europejska również wskazała na konieczność wykorzystania zielonych obligacji, publikując swój plan działania dotyczący finansowania zrównoważonego wzrostu. Plan ten przedstawił kompleksową strategię na rzecz wzmocnienia powiązań między finansami a zrównoważonym rozwojem.

Główne cele zawarte w tym dokumencie to:

- przekierowanie przepływów kapitału na inwestycje wspierające zrównoważony wzrost i integrację społeczną;
- zarządzanie ryzykiem finansowym związanym ze zmianami klimatycznymi, wyczerpywaniem się zasobów, degradacją środowiska i problemami społecznymi;
- zachęcanie do większej przejrzystości i długofalowego podejścia w działalności finansowej i gospodarczej.

Z biegiem czasu zielone obligacje były emitowane nie tylko przez instytucje międzynarodowe, lecz także przez państwa, samorządy oraz firmy (The Green Bond Market in Europe 2018), stając się popularnym źródłem finansowania. Wraz z rosnącą wartością kapitału pozyskiwanego przez zielone obligacje rynek staje się coraz bardziej zróżnicowany pod względem emitentów z różnych regionów. Początkowo dominowali emitenci z Europy, później z Ameryki Północnej, a ostatnio także z Azji, Pacyfiku oraz w mniejszym stopniu z Ameryki Łacińskiej i Afryki. Zwiększyła się też różnorodność emitentów i walut, w których oferowane są zielone obligacje. Z rynku, początkowo napędzanego przez banki rozwoju, korzystają teraz również rządy, agencje rządowe, korporacje prywatne i instytucje finansowe. Te dane wskazują na ugruntowaną pozycję rynku zielonych obligacji, który rozwija się zarówno w krajach rozwiniętych, jak i wschodzących, w odpowiedzi na rosnącą świadomość inwestorów o potrzebie działań na rzecz klimatu (Postuła, 2023).

Zielone obligacje mogą być wyemitowane na bazie kryteriów przedstawionych w tabeli 7.1.

Tabela 7.1. Systematyka przykładowych wytycznych zielonych obligacji

Wybrane kryteria obligacji ekologicznych					
energia odnawialna	transport	woda	odpady i zanieczyszczenia	budownictwo i przemysł	rolnictwo i leśnictwo
wiatru	niskoemisyjny	modernizacja infrastruktury	recykling	zielone budownictwo	zalesianie
słoneczna	kolejowy	oczyszczalnie ścieków	kompostowanie	system przechwytywania energii	rekultywacja
wodna	elektryczne pojazdy	odsolenie	gospodarka cyrkulacyjna	odzysk ciepła	rolnictwo ekologiczne
biomasa	paliwo alternatywne	rybołówstwo, akwakultura	sekwestracja węgla	efektywność energetyczna	zrównoważony łańcuch dostaw

Źródło: Laskowska (2019).

5. Standardy emisji zielonych obligacji

Choć początkowo zielone obligacje były instrumentami nieuregulowanymi prawnie, obecnie ich emisja odbywa się na bazie standardów, które mają zapewnić przejrzystość procesu i wiarygodność emisji. Jednocześnie również do prawodawstwa UE wprowadzona została kategoria „zielone finanse”, która ma umocowanie legislacyjne od 2023 r.

Do najważniejszych standardów stosowanych przy zielonych obligacjach należą:

1. Green Bond Principles (GBP) opracowane przez International Capital Market Association (ICMA).
2. Standard Climate Bonds Initiative (CBI), po spełnieniu którego można ubiegać się o certyfikację emisji zielonych obligacji.
3. Europejski standard zielonych obligacji, który jest obowiązkowy dla emitentów z Unii Europejskiej.

Standardy różnią się między sobą szczegółowymi wymaganiami, np. w zakresie obowiązkowego audytu zewnętrznego czy definicji projektów kwalifikujących się do finansowania. Standard CBI oraz europejski standard wprowadzają taksonomię, która precyzuje, jakie projekty mogą być finansowane z zielonych obligacji.

Europejski standard zielonych obligacji jest uważany za najbardziej rygorystyczny, co ma zapewnić większą wiarygodność emisji. Wynika to m.in. z przyjętych założeń, które miały ograniczyć ryzyko pseudoekologicznego marketingu i zakłócenia na rynku zielonych obligacji. Wymaga on m.in. dopasowania projektów do taksonomii UE, corocznego raportowania z wpływu na środowisko

oraz audytu zewnętrznego przeprowadzonego przez audytorów zatwierdzonych przez Europejski Urząd Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA).

Mimo że większość emisji zielonych obligacji odbywa się dotychczas zgodnie ze standardem ICMA, Unia Europejska oczekuje, że europejski standard zielonych obligacji stanie się najważniejszy dla tego rynku. Zainteresowanie nabywców obligacjami zgodnymi z tym standardem powinno zachęcić emitentów do jego stosowania, co przyczyni się do rozwoju zielonych finansów i zrównoważonego rozwoju (Kultys-Grabowska, 2023; Rada Unii Europejskiej, 2023).

Szczegółowe zasady emisji zielonych obligacji zgodne ze standardami: International Capital Market Association (ICMA) oraz Climate Bonds Initiative (CBI) przedstawiają tabele 7.2 i 7.3.

Jeśli chodzi o standard UE w zakresie zielonych obligacji, to ostatecznie został on uregulowany Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2631 z dnia 22 listopada 2023 r. w sprawie europejskich zielonych obligacji (EuGB). Ten akt prawny ustanowił jednolite ramy dla emisji zielonych obli-

Tabela 7.2. Zasady emisji zielonych obligacji zgodne ze standardem International Capital Market Association (ICMA)

Obszar zainteresowania emitenta	Charakterystyka
Wykorzystanie wpływów z emisji zielonych obligacji	Podstawową zasadą wytycznych GBP (<i>Green Bond Principles</i>) jest przeznaczenie pozyskanych środków na projekty, które mają pozytywny wpływ na środowisko. Projekty te powinny być szczegółowo opisane w dokumentach związanych z emisją obligacji. Ważne jest, aby przynosiły wyraźne korzyści dla środowiska, najlepiej w sposób mierzalny. Do projektów, które mogą być finansowane z emisji zielonych obligacji, należą te związane z: energią odnawialną, efektywnością energetyczną, zapobieganiem zanieczyszczeniom, zarządzaniem zasobami naturalnymi, ochroną bioróżnorodności, czystym transportem, gospodarką wodno-ściekową, adaptacją do zmian klimatu, gospodarką o obiegu zamkniętym i zielonym budownictwem.
Proces oceny i selekcji projektów, które będą finansowane z pozyskanych środków	Emitent powinien poinformować nabywców o celach poszczególnych projektów oraz procesie określenia ich kwalifikacji.
Zarządzenie pozyskanymi wpływami	Środki uzyskane z emisji powinny być przechowywane na oddzielnym koncie lub w inny sposób powinien być monitorowany proces ich wydatkowania. Emitent ma obowiązek informować nabywców o planowanym sposobie wykorzystania tych środków.
Raportowanie z wykorzystania środków z emisji	Emitent powinien regularnie udostępniać informacje o tym, jak wykorzystano pozyskane środki i publikować je przynajmniej raz w roku. W rocznym raporcie należy zamieścić listę projektów, które zostały sfinansowane z emisji zielonych obligacji. Ze względu na ochronę danych dopuszcza się przedstawianie tych informacji w formie ogólnego zestawienia.

Źródło: ICMA (2021).

Tabela 7.3. Standardy emisji zielonych obligacji zgodne ze standardem Climate Bonds Initiative (CBI)

Rodzaj wymagań	Charakterystyka wymagań
Część A: przed emisją	1. Wymagania dotyczące wykorzystania środków: emitent powinien przedstawić dokumentację dotyczącą wybranych projektów i aktywów, które mają być finansowane ze środków uzyskanych z emisji. Projekty i aktywa te nie mogą być jednocześnie certyfikowane przez inne obligacje klimatyczne. 2. Emitent powinien udokumentować proces podejmowania decyzji o kwalifikowalności wybranych projektów i aktywów. 3. Środki netto uzyskane z obligacji powinny być zapisane na oddzielnym subkoncie, przeniesione do subportfela lub udokumentowane w inny sposób. 4. Przed wydaniem środków emitent powinien ujawnić w dokumentacji emisji takie informacje, jak lokalizacje inwestycji, wyznaczonego weryfikatora lub audytora, oraz planowane podejście do raportowania.
Część B: po emisji	1. Wybrane projekty i aktywa muszą spełniać określone wymagania kwalifikacyjne (część C). Emitent przeznaczy pozyskane środki na te projekty i aktywa w ciągu 24 miesięcy od emisji obligacji lub poda szacowany termin alokacji w dokumentacji. Projekty i aktywa objęte emisją nie mogą ubiegać się o inną certyfikację. 2. Emitent musi ujawnić oświadczenie dotyczące celu klimatycznego obligacji oraz określić, czy wybrane projekty i aktywa spełniają wymagania kwalifikacyjne. 3. Środki netto uzyskane z obligacji powinny być zapisane na oddzielnym subkoncie, przeniesione do subportfela lub udokumentowane w inny sposób. Do momentu spłaty obligacji saldo środków powinno być pomniejszane o kwoty odpowiadające dokonany inwestycjom lub wpłatom pożyczkowym.
Część C: wymagania względem kwalifikowalności projektów i aktywów	1. Informacje o wybranych projektach i aktywach należy przekazać audytorowi, aby ocenił ich zgodność ze standardem. 2. Emitent powinien co najmniej raz w roku opublikować zaktualizowany raport. 3. Raport powinien zawierać listę wybranych projektów i aktywów oraz kwoty przeznaczone na ich realizację. 4. Raport może również obejmować przewidywane rezultaty wybranych projektów i aktywów. W przypadku przedstawiania wyników emitent powinien używać wskaźników jakościowych oraz publikować informacje na temat metod i założeń dotyczących tych wskaźników.
Część D: Wymagania względem certyfikacji obligacji klimatycznych	1. Certyfikacja przed emisją: Emitent powinien opracować Green Bond Framework, a następnie skorzystać z usług niezależnego audytora, po czym złożyć wniosek o certyfikację. 2. Certyfikacja po emisji: Emitent powinien zlecić niezależny audyt, a następnie złożyć wniosek o certyfikację. Aby zachować certyfikację, emitent musi corocznie publikować raporty i realizować swoje zobowiązania.

Źródło: Climate Bonds Taxonomy (2021).

gacji w Unii Europejskiej i wprowadził oznakowanie „europejska zielona obligacja” lub „EuGB”. W uproszczeniu, aby obligacja mogła być oznaczona jako EuGB, musi spełniać surowe wymogi, w tym:

- przychody z emisji muszą być alokowane na projekty zgodne z taksonomią UE, która definiuje, jakie działania gospodarcze są uznawane za zrównoważone środowiskowo;
- emitenci muszą poddać się kontroli przedemisyjnej i poemisyjnej przeprowadzanej przez niezależnych kontrolerów;

- emitenci muszą publikować szczegółowe informacje na temat alokacji przychodów i wpływu na środowisko.

Rozporządzenie ustanawia również system rejestracji i nadzoru nad kontrolerami zewnętrznymi, którzy podlegają Europejskiemu Urzędowi Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych – ESMA (Niewęglowski, 2024).

Zielone obligacje, są stosunkowo nowym instrumentem finansowym, a regulacje dotyczące ich emisji wciąż są w fazie rozwoju. Dotychczas dominowały dwa główne standardy: International Capital Markets Association (ICMA) oraz Climate Bonds Initiative (CBI). Obecnie Unia Europejska zaproponowała własny, dobrowolny standard zielonych obligacji, który ma na celu ustanowienie złotego standardu bazującego na ICMA i CBI, ale z dodatkowymi zmianami zwiększającymi przejrzystość emisji. Wszystkie trzy standardy zielonych obligacji są dobrowolne, mają międzynarodowy zasięg i wymagają corocznego raportowania wydatków na projekty proekologiczne. Główna różnica między nimi dotyczy definiowania tych projektów: ICMA daje emitentom największą swobodę wyboru, CBI i UE wprowadzają szczegółową taksonomię. Różnią się również podejściem do audytu: ICMA uznaje go za dobrowolny, CBI wymaga go do certyfikacji, a zgodnie ze standardem UE audyt jest obowiązkowy i musi być przeprowadzany przez zatwierdzone podmioty, z nielicznymi wyjątkami dla emitentów skarbowych. Standard UE jest najbardziej wymagający, ale jeśli zredukuje dysproporcje informacyjne i zwiększy bezpieczeństwo emisji, może to prowadzić do większego zainteresowania nabywców. Z kolei większe zainteresowanie skłoni emitentów do wybierania tego standardu (Kultys-Grabowska, 2023). Porównanie standardów ICMA, CBI oraz UE, dotyczących emisji zielonych obligacji, przedstawia tabela 7.4.

Tabela 7.4. Porównanie standardów ICMA, CBI oraz UE dotyczących emisji zielonych obligacji

Kryterium	Standard według		
	ICMA	CBI	UE
Dobrowolność	tak	tak	tak
Zasięg	międzynarodowy	międzynarodowy	międzynarodowy
Zgodność projektów z taksonomią	nie	tak, taksonomia CBI	tak, taksonomia UE
Obowiązkowe raportowanie	tak	tak	tak
Audyt zewnętrzny emisji	dobrowolny	obowiązkowy	obowiązkowy przez audytora zatwierdzonego przez EMSA
Występowanie ulg	nie	nie	tak, dla emitentów państwowych
Wiarygodność	najmniejsza	średnia	największa

Źródło: Kultys-Grabowska (2023).

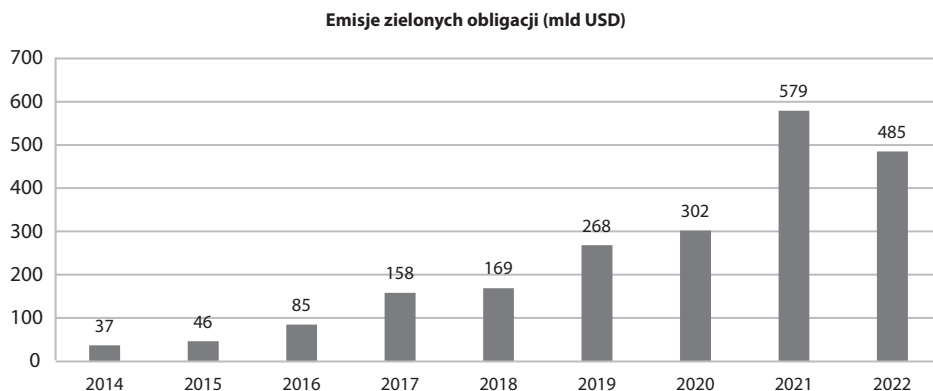
6. Rynek zielonych obligacji

Wartość emisji zielonych obligacji na globalnym rynku jest znacząca. Choć rok 2024 był już trzecim z rzędu rokiem stagnacji na rynku zrównoważonych papierów dłużnych, to ich wartość nadal jest dużo wyższa niż przed pandemią COVID-19.

Dane te nie oznaczają, że rynek zielonych finansów przestał rosnąć, tyle tylko, że należy go analizować w kontekście całego europejskiego rynku obligacji. W latach 2020–2021, mimo pandemii COVID-19, sprzedaż obligacji osiągnęła rekordowe wartości, wynikające z niskich stóp procentowych i emisji socjalnych (tzw. *Covid Bonds*). W latach 2022–2023, w wyniku wzrostu stóp procentowych i wyższych rentowności obligacji, spadło zainteresowanie emisjami. Na rynku pozostali głównie emitenci z dużymi potrzebami finansowymi, dla których obligacje stanowią kluczowe źródło finansowania.

Niezależnie od opisaney wyżej sytuacji rynek zielonych obligacji osiągnął w 2023 r. wielkość 587,6 mld USD, wykazując wzrost rok do roku o 15% (Sustainable Debt Global State of the Market, 2023).

Rysunek 7.1. Wartość zielonych obligacji w latach 2014–2022 w Europie



Źródło: Rybacki (2023).

Warto jednak zaznaczyć, że mimo wsparcia ze strony organizacji międzynarodowych, zielone obligacje wciąż nie są pierwszym wyborem dla jednostek realizujących zielone projekty, które częściej decydują się na tradycyjne instrumenty finansowe, które nie wymagają wykazywania postępów w transformacji energetycznej. Inną przyczyną, dlaczego rozwój zielonych obligacji może mieć mimo wszystko ograniczony charakter, jest ich oprocentowanie. Zasadniczo zielone obligacje powinny charakteryzować się niższym oprocentowaniem, ponie-

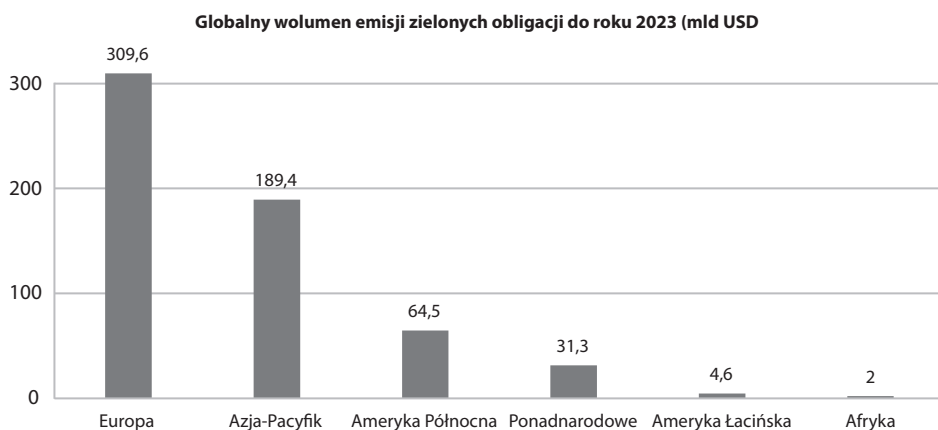
waż inwestorzy są gotowi zaakceptować mniejsze zyski w zamian za pewność, że ich środki wspierają transformację energetyczną. W związku z tym ta forma finansowania powinna być tańsza dla firm. W praktyce premia związana z emisją zielonych obligacji jest jednak niewielka i zgodnie z szacunkami Europejskiego Banku Centralnego wynosi średnio około 4 punkty bazowe.

W perspektywie globalnej najwięcej emisji zielonych obligacji odnotowuje się w Europie. W 2023 r. największym emitentem była Wielka Brytania, która przeprowadziła emisje o wartości 18,3 mld GBP (22,5 mld USD).

W Europie trzech największych emitentów zielonych obligacji w 2023 r. to niemiecki bank rozwoju KfW (emisje w wysokości 14 mld USD), Europejski Bank Inwestycyjny (emisje w wysokości 13,64 mld USD) oraz Unia Europejska (emisje w wysokości 11,6 mld USD) (Sustainable Debt Global State Of The Market, 2023). Wysoka pozycja UE w zestawieniu największych emitentów zielonych obligacji wynika w dużej mierze z zapotrzebowania finansowego, które jest niezbędne do osiągnięcia celów Europejskiego Zielonego Ładu, na który rocznie powinno się przeznaczać 260 mld euro na dodatkowe inwestycje (Commission of the European Communities, 2019).

Skumulowany wolumen emisji zielonych obligacji do roku 2023 przedstawiony został na rysunku 7.2.

Rysunek 7.2. Skumulowany wolumen emisji zielonych obligacji do roku 2023



Źródło: Sustainable Debt Global State of the Market (2023).

Na rynku obligacji ESG widać interesujący trend. Do 2019 r. zielone obligacje stanowiły 77% emisji w EUR, jednak w latach 2022–2023 ich udział spadł o kilkanaście punktów procentowych. W tym okresie pojawiły się obligacje powiązane ze zrównoważonym rozwojem (*sustainability-linked*), które stanowiły 10–11% emisji ESG, oraz obligacje zrównoważone (*sustainable*) z udziałem

łem 9–10%, umożliwiające finansowanie projektów zarówno ekologicznych, jak i społecznych (Kucharczyk, 2024).

Około połowa wszystkich wyemitowanych zielonych obligacji związana jest z finansowaniem projektów związanych z energią odnawialną. Niemniej jednak znaczenie zielonych obligacji wciąż jest dalekie od pełnego wykorzystania ich potencjału, a emisje są zbyt niskie, by przyspieszyć globalną transformację w kierunku odnawialnych źródeł energii.

7. Zielone obligacje na polskim rynku

Polski rynek zielonych obligacji, od pionierskiej emisji skarbowej w 2016 r., ewoluował w rozwinięty ekosystem finansowy. Obok rządu kluczową rolę odgrywa na nim sektor prywatny, potencjał dostrzegany jest także w jednostkach samorządu terytorialnego. Wpływ na jego przyszły kształt będą miały również fundusze unijne, w szczególności środki z Krajowego Planu Odbudowy (KPO).

Polska odegrała kluczową rolę w historii globalnego rynku, stając się w grudniu 2016 r. pierwszym krajem na świecie, który wyemitował skarbowe zielone obligacje. Ta inauguracyjna emisja o wartości 750 mln euro nie tylko ustanowiła ramy dla przyszłych transakcji w Polsce, ale także stała się wzorem dla innych państw. Rządowe emisje charakteryzowały się dużą wartością i strategicznym znaczeniem, podkreślając wysoką pozycję Polski na mapie zrównoważonych finansów. Po serii udanych emisji w latach 2016–2019 nastąpiła sześciolatnia przerwa (Ministerstwo Finansów, 2017).

W czerwcu 2025 r. Polska wróciła na rynek zielonych obligacji i po wcześniejszej aktualizacji ram emisyjnych (Green Bond Framework) wyemitowała w formule *dual-tranche* 12-letnie zielone obligacje (1,25 mld euro) i 7-letnie obligacje konwencjonalne (1,75 mld euro). Emisje cieszyły się bardzo dużym zainteresowaniem inwestorów – łączny popyt przekroczył 7,4 mld euro (GlobalCapital, 2025) (por. tabela 7.5).

Segment korporacyjny w Polsce jest znacznie bardziej zróżnicowany pod względem liczby emitentów, wielkości emisji i reprezentowanych sektorów. Liderami w tej dziedzinie są instytucje finansowe oraz duże spółki z branży energetycznej i telekomunikacyjnej, które wykorzystują zielone obligacje do finansowania strategicznych projektów transformacyjnych.

W grupie emitentów zielonych obligacji czołową rolę odgrywają banki. Pionierem w tej grupie był Santander Bank Polska (ówczesny BZ WBK), który wyemitował obligacje w 2017 roku. Do grona kluczowych emitentów w tym sektorze dołączył również mBank, który zrealizował kilka znaczących emisji,

w tym pierwszą w formacie *senior non-preferred* na 500 mln euro we wrześniu 2021 roku. W zamykającym analizę 2024 r. PKO Bank Polski przeprowadził znaczącą emisję o wartości 750 mln euro (Gide, 2021; mbank, 2021, White & Case, 2024).

Tabela 7.5. Zestawienie rządowych emisji zielonych obligacji w okresie 2016–2025

Data emisji	Wartość	Waluta	Termin zapadalności
Grudzień 2016	750 mln	EUR	5 lat
Luty 2018	1 mld	EUR	10 lat
Marzec 2019	1,5 mld	EUR	10 lat
Marzec 2019	500 mln	EUR	30 lat
Czerwiec 2025	1,25 mld	EUR	12 lat
Czerwiec 2025	1,75 mld	EUR	7 lat

Źródło: opracowanie własne.

Duże emisje zielonych obligacje przeprowadzają także podmioty sektora energetycznego. Spółki takie jak PKN ORLEN i Polenergia wykorzystują zielone obligacje do finansowania kluczowych inwestycji w odnawialne źródła energii, co jest istotne dla transformacji energetycznej kraju (Gramzielone.pl, 2021, Polenergia, b.d.).

Na rynek weszły także firmy z branży telekomunikacyjnej, jak P4 (operator sieci Play) czy Grupa Polsat Plus, która przeprowadziła jedną z największych w historii emisji obligacji powiązanych ze zrównoważonym rozwojem (Play, 2025).

Tabela 7.6. Zestawienie największych emisji zielonych obligacji przeprowadzonych przez sektor prywatny w Polsce w latach 2016–2025

Emitent	Data emisji	Wartość	Waluta
Santander Bank Polska	2017	137 mln	EUR
mBank	2021	500 mln	EUR
PKN ORLEN	2021	500 mln	EUR
Santander Bank Polska	2021	750 mln	PLN
Grupa Polsat Plus	2022	2,67 mld	PLN
mBank	2023	750 mln	EUR
Santander Bank Polska	2023	1,9 mld	PLN
PKO Bank Polski	2024	750 mln	EUR
Polenergia	2024	750 mln	PLN
P4 (Play)	2025	700 mln	PLN

Źródło: opracowanie własne.

Warto zwrócić uwagę, że w najbliższym czasie kluczowym elementem, który ukształtuje rynek zielonego finansowania w Polsce, będzie Krajowy Plan Odbudowy. Polska, jako trzeci największy beneficjent Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności (RRF) w UE, ma otrzymać bardzo duże środki na transformację gospodarczą, z których duża część będzie na „zielone” projekty. Z łącznej kwoty ok. 36 mld euro ponad 21,8 mld euro (60% alokacji) przeznaczono na cele związane z zieloną transformacją, w tym na „zieloną energię i zmniejszenie energochłonności” (14,3 mld euro) oraz „zieloną i inteligentną mobilność” (7,5 mld euro). Fundusze będą dostępne w formie dotacji i preferencyjnych pożyczek (Bieliszczuk, 2021).

Dostęp do taniego finansowania z KPO, zwłaszcza w formie dotacji, może stanowić atrakcyjną alternatywę dla emisji obligacji. Dla wielu podmiotów, szczególnie publicznych i mniejszych firm, pozyskanie środków z KPO będzie prostsze i tańsze niż przejście przez kosztowny proces emisji długu na rynku kapitałowym, co czasowo zmniejszy podaż nowych zielonych obligacji.

Należy przyjąć, że w dłuższej perspektywie KPO może przyczynić się do rozwoju rynku zielonych obligacji. Fundusze unijne mogą być wykorzystywane do finansowania początkowych, bardziej ryzykownych etapów projektów, a po ich zrealizowaniu i osiągnięciu dojrzałości operacyjnej projekty te mogą być refinansowane za pomocą zielonego finansowania. W ten sposób wykorzystanie środków z KPO może przyczynić się w przyszłości do zwiększenia ilości aktywów kwalifikujących się do finansowania dłużnego, stymulując rynek wtórny i przyszłe emisje.

Chociaż w krótkim terminie KPO może konkurować z rynkiem obligacji jako źródło finansowania, w perspektywie długoterminowej przyczyni się do zwiększenia liczby zielonych projektów, co stworzy solidne podstawy pod dalszy, dynamiczny rozwój rynku kapitałowego w tym segmencie.

8. Podsumowanie

Działalność człowieka stanowi duże obciążenie dla środowiska naturalnego, co prowadzi do globalnych problemów, takich jak zmiany klimatyczne, zanieczyszczenie i degradacja ekosystemów. Istnieje wiele dowodów potwierdzających, że w niektórych obszarach szkody dla środowiska są trudne do odwrócenia albo wręcz nieodwracalne. Te problemy mają negatywny wpływ na prowadzenie bieżącej działalności gospodarczej, zwiększając koszty i ryzyko inwestycji.

Aby zatrzymać negatywne procesy, potrzebne są działania, które wymagają znacznych nakładów kapitałowych. To z kolei przekłada się na potrzebę opracowania rozwiązań w obszarze zielonych finansów, czyli takich, które oprócz zaspokojenia potrzeb typowo finansowych, np. w postaci osiągnięcia satysfak-

cjonującej z perspektywy inwestora rentowności konkretnego projektu, przyczyniają się do uzyskania efektów korzystnych dla środowiska.

Osiągnięcie zadowalającego poziomu zielonych inwestycji wymaga zmiany paradygmatu prowadzonej działalności w takim kierunku, który pozwoli osiągnąć co najmniej trzy trudne do pogodzenia wymiary:

- osiągnięcie celów korzystnych dla środowiska w wyniku realizacji projektów prośrodowiskowych;
- brak presji w kontekście wydłużenia okresu stopy zwrotu z zainwestowanego kapitału;
- wykluczenie odpowiedzialności menedżerów, którzy decydują się na realizację projektów korzystnych dla środowiska, w ramach których zwrot wykracza poza wąskie ramy ekonomiczne istotne z perspektywy dawcy kapitału.

Z oczywistych względów osiągnięcie satysfakcjonującego poziomu zielonych inwestycji uwzględniającego opisany wyżej kontekst będzie wymagać czasu oraz zbudowania elastycznego systemu wsparcia, który umożliwi realizację tego rodzaju projektów taniej i z korzyścią dla większej ilości interesariuszy. Dotyczy to także wypracowania rozwiązań premiujących działania, które uwzględniających szerszy, niż tylko ekonomiczny, efekt zielonych inwestycji.

Osobnym problemem jest zbudowanie systemu zielonych finansów w taki sposób, aby nie generował on po stronie przedsiębiorców zainteresowanych zielonymi inwestycjami nadmiernych kosztów związanych z uwzględnieniem wymagań taksonomii. Obecnie koszty ponoszone przez przedsiębiorstwa z tego tytułu są na tyle istotne, że należy uznać ten aspekt zielonych finansów za ważny i wymagający przedstawienia odpowiednich rozwiązań.

Biorąc pod uwagę niezwykle skomplikowany system wzajemnych zależności w kontekście zmian środowiskowych oraz cele, w tym także gospodarcze, jakie należy osiągnąć, aby odwrócić negatywne trendy, zaleca się przyspieszenie działań na rzecz wypracowania potrzebnych rozwiązań. Potrzebne jest skoordynowanie działań na poziomie ponadnarodowym, które pozwoli na osiągnięcie w skali pojedynczych miast, regionów i krajów, ale także globalnie masy krytycznej w ramach realizacji zielonych inwestycji. Z tej perspektywy zielone finanse będą instrumentem niezbędnym do osiągnięcia celów, które zapewnią przedsiębiorcom satysfakcjonującą stopę zwrotu, dając jednocześnie szerszą korzyść dla środowiska.

Bibliografia

Bieliszczuk, B. (2021). *The Polish Recovery Plan: A careful step toward energy transition*. Elcano Royal Institute. Pozyskano z: <https://media.realinstitutoelcano.org/wp-content/uploads/2021/10/ari87-bieliszczuk-the-polish-recovery-plan-a-careful-step-toward-energy-transition.pdf>

- Climate Bonds Initiative. (2021). *Climate Bonds Taxonomy*. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/files/documents/supporting-documents/Climate-Bonds-Initiative-Taxonomy.pdf>
- Climate Bonds Initiative. (2024). *Sustainable debt: Global state of the market 2023*. Climate Bonds Initiative. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/files/documents/publications/Global-State-of-the-Market-Report-2023.pdf>
- Commission of the European Communities. (2006). *Communication from the Commission: Action Plan for Energy Efficiency: Realising the Potential* (COM(2006)545 final).
- ESG Monitor. (2022). *European Sustainability-Linked Loans Wrap: Sustainability-Linked Loans Continue to Gain Prominence in 2022 but Margin Adjustments Remain Modest*. Pozyskano z: <https://www.reorg-stage.com/articles/2022-european-sustainability-linked-loans-wrap/>
- Gide. (2021). *Gide Warsaw advises mBank on amending its EMTN programme as well as on placing the first green bond issue in a senior non-preferred format*. Pozyskano z: <https://www.gide.com/en/news-insights/gide-warsaw-advises-mbank-on-amending-its-emtn-programme-as-well-as-on-placing-the-first-green-bond-issue-in-a-senior-non-preferred-format/>
- GlobalCapital. (2025). *Poland pulls in over €7.4bn of demand with a dual trancher*. Pozyskano z: <https://www.globalcapital.com/article/2f02s5yr81154gk1j8ni8/emerging-markets/poland-pulls-in-over-7-4bn-of-demand-with-a-dual-trancher>
- Gramwzielone.pl. (2021). *Orlen emituje zielone obligacje na 500 mln euro*. Pozyskano z: <https://www.gramwzielone.pl/trendy/105509/orlen-emituje-zielone-obligacje-na-500-mln-euro>
- Höhne, N., Khosla, S., Fekete, H., Gilbert, A. (2012). Mapping of Green Finance Delivered by IDFC Members in 2011. *Ecofys*. Pozyskano z: https://www.idfc.org/wp-content/uploads/2019/03/idfc_green_finance_mapping_report_2012_06-14-12.pdf
- ICMA. (2021). *Green Bond Principles. Voluntary Process Guidelines for Issuing Green Bonds, International Market Association*. Pozyskano z: <https://www.icmagroup.org/assets/documents/Sustainable-finance/2021-updates/Green-Bond-Principles-June-2021-100621.pdf>
- Kotecki, L. (red.). (2023). *Zielone finanse w Polsce 2023*. UN Global Compact Network Poland. Pozyskano z: <https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2023/06/Zielone-Finanse-w-Polsce-2023.pdf>
- Krawczyńska-Kaczmarek, M. (2023). *Finansowanie w formule sustainability linked katalizatorem zrównoważonej transformacji w realnej gospodarce*. W: *Zielone finanse w Polsce 2023*. UN Global Compact Network Poland. Pozyskano z: <https://ungc.org.pl/wp-content/uploads/2023/06/Zielone-Finanse-w-Polsce-2023.pdf>
- Kucharczyk, K. (2024). Rynek zielonych obligacji dostał zadyszki. Kiedy znów wzrośnie? *Parkiet*. Pozyskano z: <https://www.parkiet.com/obligacje/art39734061-rynek-zielonych-obligacji-dostal-zadyszki-kiedy-znow-wzrosnie>
- Kultys-Grabowska, A. (2023). Europejskie zielone obligacje – ich specyfika na tle dotychczasowych instrumentów. W: M. Burchard-Dziubińska, K. Prandecki (red.),

- Zielone finanse*. Warszawa: Polska Akademia Nauk. Pozyskano z: https://publikacje.pan.pl/Content/127156/PDF-MASTER/Zielone_Finanse_agr.pdf
- Laskowska, A. (2019). Zielona obligacja skarbowa jako perspektywiczny instrument rynku długu. *Studia Ekonomiczne. Zeszyty Naukowe Uniwersytetu Ekonomicznego w Katowicach*, 382, 109–122.
- mBank. (2021). mBank uplasował zielone obligacje o wartości 500 milionów euro. Pozyskano z: <https://pl.media.mbank.pl/156120-mbank-uplasowal-zielone-obligacje-o-wartosci-500-milionow-euro>
- Ministerstwo Finansów. (2017). *Green Bond Report on the Use of Proceeds*. Pozyskano z: https://www.gov.pl/documents/1079560/1080340/Green_Bond_Report_on_the_Use_of_Proceeds.pdfhttps://www.gov.pl/documents/1079560/1080340/Green_Bond_Report_on_the_Use_of_Proceeds.pdf
- Niewęglowski, K. (2024). *Europejskie zielone obligacje, czyli co wynika z Rozporządzenia EuGB*. <https://www.parp.gov.pl/component/content/article/85636:europiejskie-zielone-obligacje-czyli-co-wynika-z-rozporzadzenia-eugb>
- Pawłowski M. (2017). Zielone obligacje rządowe. *Ekonomiczne Problemy Usług*, 4 (129), 219–227. <https://wnus.usz.edu.pl/epu/pl/issue/796/article/13099/>
- Play. (2025). *2/2025 Informacja o podjęciu decyzji w sprawie emisji PLN 700 milionów 5-letnich zielonych obligacji przez P4 sp. z o.o.* Pozyskano z: <https://ir.play.pl/pl/raporty-biezace/2025/525/2-2025-informacja-o-podjeciu-decyzji-w-sprawie-emisji-pln-700-milionow-5-letnich-zielonych-obligacji-przez-p4-sp-z-o-o>
- Polenergia. (b.d.). *750 mln zł z Zielonych Obligacji wpłynęło na rachunek Polenergii. Ich główny cel to finansowanie budowy morskich farm wiatrowych*. Pozyskano z: <https://www.polennergia.pl/750-mln-zl-z-zielonych-obligacji-wplynelo-na-rachunek-polennergii-ich-glowny-cel-to-finansowanie-budowy-morskich-farm-wiatrowych/>
- Postuła, M. (2023). Zielone finanse w polskich jednostkach samorządu terytorialnego na tle Unii Europejskiej. W: J. Szołno-Koguc (red.), *Finanse samorządowe*. <https://doi.org/10.24425/146953>
- Postuła, M., Lipski, M. (2024). *Green Finance in the European Union* (1st ed.). Routledge. <https://doi.org/10.4324/9781003434689>
- Postuła, M., Chmielewski, W., Puczyński, P., Cieślik R. (2021). The Impact of Information and Communication Technologies (ICT) on Energy Poverty and Unemployment in Selected European Union Countries. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en14196110>
- Rada Unii Europejskiej. (2023). *Europejskie zielone obligacje: nowe rozporządzenie o zrównoważonym finansowaniu*. <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2023/10/24/european-green-bonds-council-adopts-new-regulation-to-promote-sustainable-finance/>
- Rybacki, J. (2023). Rynek zielonych obligacji przestaje się rozwijać. *Miesięcznik Makroekonomiczny PIE*, 12, 1–13. Pozyskano z: <https://pie.net.pl/miesiecznik-makroekonomiczny-12-2023/>
- Steffen, W., Richardson, K., Rockström, J., Cornell S.E., Fetzer I., Bennett E.M., Biggs R., Carpenter S.R., de Vries W., de Wit C.A., Folke C., Gerten D., Heinke J., Mace G.M.,

- Persson L.M., Ramanathan V., Meyers B., Sörlin S. (2015). Planetary boundaries: Guiding human development on a changing planet. *Science*, 347(6223):1259855, 1–11. <https://www.science.org/doi/pdf/10.1126/science.1259855>
- Sustainable Debt Global State of the Market 2023; Climate Bonds Initiative, May 2024.* Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/data-insights/publications/global-state-market-report-2023>
- The Green Bond Market in Europe 2018 (2018). *Climate Bonds Initiative*. Pozyskano z: <https://www.climatebonds.net/files/documents/publications/The-Green-Bond-Market-in-Europe.pdf>
- UN Environment Programme. (2022). *Green Financing*. <https://www.unep.org/regions/asia-and-pacific/regional-initiatives/supporting-resource-efficiency/green-financing>
- White & Case. (2024). *White & Case advises joint bookrunners on PKO Bank Polski's inaugural €750 million green notes issuance*. Pozyskano z: <https://www.whitecase.com/news/press-release/white-case-advises-joint-bookrunners-pko-bank-polskis-inaugural-eu750-million>

ROZDZIAŁ 8

Ryzyko polityczne w łańcuchu dostaw paliwa jądrowego – perspektywa Polski

dr WALDEMAR KOZIOŁ

Uniwersytet Warszawski, Wydział Zarządzania

wm.koziol@uw.edu.pl

ORCID 0000-0001-7812-9355

Streszczenie

Transformacja energetyczna i związane z nią wykorzystanie w szerokim zakresie energetyki jądrowej powoduje zainteresowanie jej bliższym i dalszym otoczeniem. Jednym z takich pól zainteresowania są aspekty polityczne i związane z nimi ryzyko polityczne. Ostatnie pięć lat, a szczególnie kryzys energetyczny 2021–2022 wyraźnie wskazują na istotną rolę polityki w zakupach i dostawach wielu kluczowych surowców. Dla bezpieczeństwa procesu transformacji, a także bezpieczeństwa energetycznego Polski, ważne jest przeanalizowanie możliwości zmian decyzji władz innych państw i ich wpływu na różne etapy łańcucha wartości każdego ważnego źródła energii, również energetyki nuklearnej. Istotna jest ocena ryzyka politycznego przy wyborze potencjalnego partnera lub partnerów dla polskiego programu jądrowego. Rozdział ten zawiera analizę łańcucha wartości paliwa jądrowego w perspektywie zaproponowanego modelu oceny ryzyka politycznego. Dokonano oceny wrażliwości na decyzje polityczne każdego jego elementu poczynając od złóż uranu, jego wydobywania, konwersji, wzbogacania do produkcji paliwa jądrowego i jego ponownego wykorzystania.

Słowa kluczowe: energetyka jądrowa, paliwo jądrowe, łańcuch dostaw, ryzyko polityczne.

1. Wprowadzenie

Proces transformacji energetycznej podlega dynamicznej ewolucji ze względu na jego znaczenie oraz istotną dolegliwość dla podmiotów gospodarczych oraz gospodarstw domowych. Modyfikacje te są wynikiem presji na decydentów politycznych, generując określone środowisko i ryzyko polityczne. Na co dzień możemy zaobserwować protesty przeciwko unijnemu pakietowi *Fit for 55*, widzimy zmiany, jakie w polityce energetycznej USA przyniosła zmiana administracji po wyborach prezydenckich. Widzimy również konsekwencje, jakie przyniósł widoczny szczególnie w Europie kryzys energetyczny lat 2021–2022

związany z dostępnością i cenami węgłowodórów, ale również przyczynami politycznymi, takimi jak polityka Federacji Rosyjskiej. Nie bez wpływu na sytuację w unijnym sektorze energetycznym miał atak rosyjski na Ukrainę w 2022 r. oraz związane z nim sankcje, które w znacznym stopniu nie tylko utrudniły funkcjonowanie sektora gazowego czy paliwowego, lecz także dotknęły sektora energetyki jądrowej (rosyjskie dostawy paliwa do reaktorów we Francji, w Czechach, na Słowację i Węgry czy zamach stanu w Nigrze). Ponieważ problemy te były wynikami decyzji politycznych, to doskonale pokazały, jak ważna jest, jeśli nie pełna kontrola nad łańcuchem wartości energii, to z pewnością monitorowanie i zarządzanie ryzykiem politycznym z nim związanych (szerzej: Tchorek i in., 2023). Dotyczy to w szczególności krajów zależnych od importu surowców energetycznych. Powyżej wskazane wydarzenia wskazują, że zagadnienie to dotyczy także energetyki jądrowej, a w szczególności łańcucha wartości paliwa jądrowego.

2. Ryzyko polityczne w perspektywie sektora energetycznego

Istnieje wiele definicji ryzyka politycznego. Tarczyński i Mojsiewicz (2001) definiują ryzyko polityczne jako „... powstające w efekcie decyzji władz rządzących mających duży wpływ na sytuację podmiotów gospodarczych”. Z kolei Cullen i Parboteeh (2010) wskazują na ryzyko polityczne jako zagrożenie, że czynniki (siły) społeczne, polityczne i ekonomiczne będą miały wpływ na możliwości i rentowność działalności gospodarczej, szczególnie w ujęciu globalnym. Ryzyko polityczne można też definiować jako prawdopodobieństwo, że siły o charakterze politycznym będą negatywnie wpływać na zyskowność podmiotów gospodarczych lub utrudnią osiąganie innych ważnych celów biznesowych (Rugman, Hodgetts, 2003; Collinson i in. (2017)). Można wskazać dwie główne kategorie ryzyka politycznego: makropolityczne i mikropolityczne.

Ryzyko makropolityczne dotyka wszystkie podmioty (w tym szczególnie zagraniczne) w ten sam sposób. Natomiast ryzyko mikropolityczne dotyka wybranych branż lub podmiotów o szczególnym znaczeniu dla bezpieczeństwa, konkurencyjności i strategii gospodarczej państwa. Wśród ryzyk politycznych występujących zarówno na poziomie makro, jak i mikro wymienia się także następujące ryzyka cząstkowe: ryzyko wojny, ryzyko sankcji ekonomicznych, ryzyko ruchów społecznych. Dwa pierwsze ryzyka cząstkowe dotyczą wprost decyzji państw – przy czym ryzyko wojny należy rozumieć szerzej niż tylko wystąpienie otwartego konfliktu zbrojnego. Można też wskazać kilka źródeł ryzyka politycznego (Collinson i in., 2017). Do najważniejszych należy zaliczyć zmianę filozofii politycznej, która dominuje w życiu polityczno-społecznym. Dla przykładu z aktywnego podejścia do zagadnień polityki klimatycznej do

podejścia biernego lub nawet negatywnego. Taka zmiana będzie miała szczególne znaczenie dla dynamiki procesu transformacji energetycznej w kierunku źródeł nisko- i bezemisyjnych, a więc dotyczyć będzie miejsca i roli energetyki jądrowej. Podobne znaczenie będą miały wszelkie niepokoje społeczne związane z kosztami bezpośrednimi i pośrednimi transformacji, np. restrukturyzacją, ograniczeniem bądź likwidacją, niektórych branż, takich jak górnictwo węgla kamiennego. W zakresie energetyki jądrowej dotyczyć to może nie tylko samej lokalizacji reaktorów jądrowych, ale też składów paliwa jądrowego, odpadów czy zużytego paliwa nuklearnego czy nawet lokalizacji kopalni rud uranu, zakładów jego konwersji, wzbogacania czy produkcji paliwa jądrowego. Kolejnymi wskazywanymi źródłami ryzyka są: zmiana sytuacji ekonomicznej, rosnący nacjonalizm, terroryzm, konflikty zbrojne, nadchodzące i ostatnie zmiany w relacjach politycznych, lokalne grupy interesu i in. (za Collinson i in. (2017).

Branża energetyczna jest również ważna dla samej oceny poziomu ryzyka politycznego. Występuje ona w dwóch z trzech wymiarów oceny ryzyka, tj. w ocenie lokalnych warunków ekonomicznych i zewnętrznych warunków ekonomicznych (za Collinson i in., 2017; Rugman, Hodgetts, 2003). W przypadku lokalnych warunków ekonomicznych elementem oceny jest dostępność źródeł energii. Jej brak lub niski poziom (w relacji do potrzeb) podnosi poziom ryzyka politycznego. Jednocześnie w wymiarze ekonomicznych relacji zewnętrznych (międzynarodowych) ocenić można stopień drenażu kraju z środków zagranicznych (rezerw walutowych) w wyniku importu energii lub jej nośników (Rugman, Hodgetts, 2003).

Branża energetyczna jako infrastrukturalna, o charakterze strategicznym i warunkująca bezpieczeństwo ekonomiczne i fizyczne oraz konkurencyjność gospodarki, jest w sposób szczególny wystawiona na ryzyka polityczne – tak makroekonomiczne, jak mikroekonomiczne (np. ograniczenia w zbywalności akcji i udziałów). Specyficzna jest też natura ryzyka politycznego w sektorze energetycznym, a w energetyce jądrowej w szczególności. Można wskazać kilka jej cech charakterystycznych:

- wpływ decyzji politycznych – rządów krajów – na warunki prowadzenia działalności gospodarczej, osiąganie celów gospodarczych i jej efektywność;
- energetyka jako kluczowa branża w gospodarce warunkująca jej konkurencyjność jest szczególnie narażona na ryzyko polityczne (w tym ryzyko polityczne działania innych rządów);
- ryzyko polityczne dotyczy każdego elementu łańcucha wartości energetyki jądrowej, ale w szczególności dostępności paliwa nuklearnego i jej zmiany, szczególnie w warunkach kryzysowych – dotyczy to przede wszystkim politycznych ryzyk międzynarodowych;
- z punktu widzenia ryzyka politycznego optymalna jest kontrola każdego elementu cyklu paliwa jądrowego;

- jednocześnie nie w każdym elemencie cyklu będzie to możliwe ze względów naturalnych (dostępność złóż) czy politycznych (nieprolifracja rozwiązań o podwójnym zastosowaniu).

Zarządzając ryzykiem politycznym w energetyce, a w szczególności w obszarze energetyki jądrowej, należy w miarę możliwości panować nad każdym etapem cyklu paliwa jądrowego (a przynajmniej dywersyfikować ryzyko lub powierzać produkcję na każdym etapie krajom o najwyższym prawdopodobieństwie przyjaznej polityki wobec zainteresowanego w długiej perspektywie czasowej (brakiem lub możliwością istotnego ograniczenia sprzecznych interesów międzynarodowych z partnerami). W przypadku niskiego prawdopodobieństwa zdolności do takiego zarządzania ryzykiem politycznym dostawców w każdym elemencie cyklu paliwa (wydobycie, przemiał, konwersja, wzbogacanie czy produkcja paliwa) dla zachowania bezpieczeństwa energetycznego należy dążyć do posiadania na własnym terytorium możliwie wszystkich zdolności produkcyjnych pod kontrolą podmiotów lokalnych lub z kluczowym wpływem państwa.

W związku z tym dla właściwej oceny cyklu paliwa jądrowego, ze względu na jego międzynarodowy charakter, można zaproponować klasyfikację partnerów handlowych (związanych łańcuchem wartości paliwa jądrowego) z punktu widzenia Polski, ze względu na ryzyko polityczne, przedstawioną w tabeli 8.1.

Model ten będzie wykorzystywany w dalszej części niniejszego rozdziału.

Tabela 8.1. Kategoryzacja partnerów handlowych w obszarze energetyki jądrowej wg ryzyka politycznego

Kategoria	Skutek w zakresie dostaw paliwa	Charakterystyka
Nieżyczliwe	Brak dostaw	Państwo w przeszłości lub aktualnie prowadzące wobec Polski działania o charakterze sankcji lub działania nieprzyjazne, a także prowadzące politykę niezgodną z długoterminowym interesem politycznym i ekonomicznym Polski
Niepewne	Brak dostaw	Państwo, które nie prowadziło w przeszłości działań nieprzyjaznych Polsce na płaszczyźnie politycznej i ekonomicznej, ale które może działania takie prowadzić ze względu na uwarunkowania międzynarodowe, w tym wiążące porozumienia międzynarodowe z krajami Polsce nieżyczliwymi. Kraje, które w warunkach kryzysu ze względów logistycznych mogą nie być w stanie dostarczyć paliwa lub surowca.
Neutralne	Dostawy niepewne	Państwo, które nie prowadziło wobec Polski działań nieprzyjaznych w przeszłości oraz aktualnie niezwiązane porozumieniami politycznymi i ekonomicznymi, które z różnych powodów, głównie wewnętrznych czy rynkowych może nie być zainteresowane regularnymi dostawami do Polski
Życzliwe	Dostawy o dużym stopniu pewności	Kraje, które do tej pory nie prowadziły wobec Polski działań wrogich, ich interesy nie są długoterminowo sprzeczne z interesami Polski. Kraje, które dotychczas w okresach kryzysowych nie zmieniały życzliwego podejścia do polskich potrzeb i interesów. Kraje, które pozostają z Polską w relacjach sojuszniczych czy w ramach bloków politycznych lub ekonomicznych.

Źródło: opracowanie własne.

3. Łańcuch paliwa jądrowego

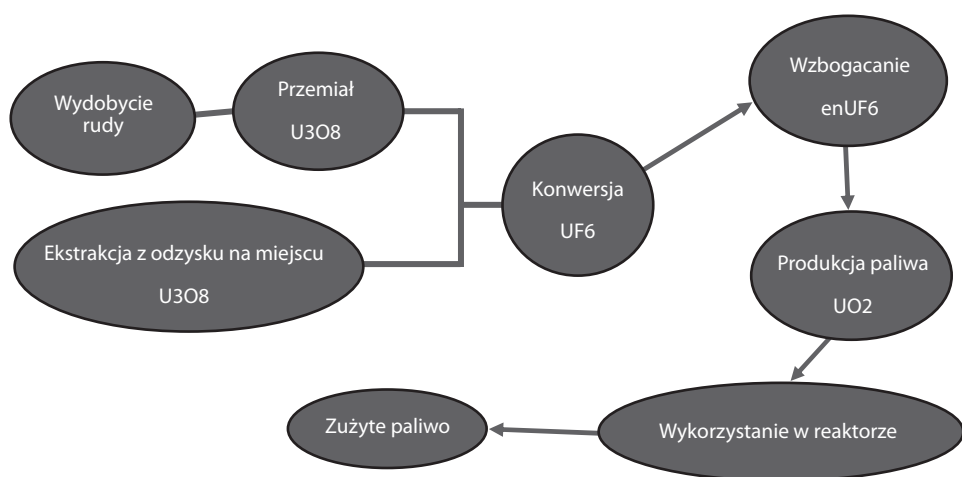
Pelen łańcuch wartości energetyki jądrowej rozpoczyna się od paliwa. Naturalnie zwraca się w tej części uwagę na dostęp do surowców, czyli złóż uranu. Nie jest to niestety wystarczające, a zagadnienie paliwa jądrowego należy ocenić znacznie dokładniej. Upraszczając, można opisać odrębny łańcuch wartości paliwa jądrowego. Każdy z elementów procesu produkcji paliwa jądrowego może stanowić dodatkowe utrudnienia i komplikacje dla kraju, który chce rozwinąć własną energetykę jądrową.

Komplikacje z paliwem jądrowym wynikają z kilku powodów. Pierwszy to dostępność rud uranu. Nie jest to surowiec powszechny i jego zasoby są ograniczone, ale też nierównomiernie rozmieszczone. Powoduje to, że dostępność surowca zależy nie tylko od jego zasobów, warunków rynkowych, ale przede wszystkim od polityki krajów, które surowiec ten dostarczają na rynek globalny, a więc dostępność uranu jest silnie uzależniona od ryzyka politycznego.

Wydobycie i przeróbka rudy uranowej są tylko pierwszym i wcale nie najważniejszym etapem przygotowania paliwa jądrowego. Wąskim gardłem jest dostępność konwertowanego, ale również tzw. wzbogaconego uranu (ang. *enriched uranium*). Proces ten może mieć podwójne zastosowanie i prowadzić do produkcji cywilnego paliwa dla reaktorów nuklearnych, ale też dla potrzeb militarnych. Stąd dostęp do rozwiązań technologicznych związanych z procesem wzbogacania jest ściśle limitowany, a podejmowanie działań w tym zakresie przez państwa niepewne politycznie (np. Iran czy Koreę Północną) powoduje duże zaniepokojenie międzynarodowej opinii publicznej. Jednak nawet kraj zainteresowany rozwojem energetyki jądrowej dla celów cywilnych musi brać pod uwagę, że będzie musiał importować paliwo w postaci wzbogaconego uranu. Nie zawsze będzie mógł samodzielnie je produkować ze względów politycznych, ale również nie zawsze skala przewidywanych inwestycji w energetykę jądrową uzasadni poniesienie kosztu budowy takich zakładów. W przypadku Polski, która jest stroną wielu porozumień dotyczących energetyki jądrowej i od lat posiada badawcze reaktory jądrowe, a także prowadzi odpowiedzialną politykę zagraniczną, dostęp do takich technologii i urządzeń, jak wymagane do procesu wzbogacania uranu, nie powinien stanowić problemu w skali międzynarodowej. W przypadku, gdy Polska nie podejmie decyzji o budowie zakładów wzbogacania uranu lub urządzenia nie będą dostępne w procesie budowy zdolności produkcji energii z atomu, musi również brać pod uwagę towarzyszące dostępności do wzbogaconego uranu ryzyko polityczne, jako kluczowy czynnik wpływający na bezpieczeństwo energetyczne kraju.

Dla zrozumienia kwestii surowca jako elementu łańcucha wartości energetyki jądrowej ważne jest zrozumienie, w jakim procesie powstaje paliwo jądrowe i jak jest wykorzystywane (rysunek 8.1).

Rysunek 8.1. Cykl paliwa jądrowego



Źródło: opracowanie autora na podstawie: U.S. Government Accountability Office (2018).

Można wskazać dwa cykle: pierwotny (od wydobywania rudy uranu) i wtórny (z zużytego paliwa). Kluczowy, pierwotny cykl życia paliwa jądrowego składa się z kilku etapów. Pierwszy to wydobywanie rudy i jej przemiał do postaci U_3O_8 tzw. *yellowcake*. Kolejny krok to konwersja U_3O_8 do UF_6 . UF_6 następnie w procesie wzbogacania doprowadzany jest do postaci $enUF_6$ (*enriched UF_6*) w technologii dyfuzji gazowej w urządzeniach zwanych centryfugami (często w procesie o charakterze kaskadowym). Naturalny uran zawiera około 0,71% $U-235$, rozszczepialnego izotopu uranu. Natomiast cywilne paliwo jądrowe jest na ogół wzbogacane do 3%–5% $U-235$. Ostatnim etapem produkcji nadającego się do użytku paliwa jądrowego jest wytwarzanie paliwa. W zakładach produkcyjnych wzbogacony uran jest przetwarzany na sproszkowany tlenek uranu (UO_2), a następnie formowany w małe granulki ceramiczne. Granulki są ładowane do cylindrycznych prętów paliwowych, a następnie łączone w zespoły paliwowe specyficzne dla konkretnego reaktora. Paliwo takie w postaci pastylek lub prętów wykorzystywane jest w reaktorze. Dokładny poziom wzbogacenia oraz rodzaje prętów paliwowych i zespołów są specyficzne dla każdego typu reaktora. Zespoły paliwowe są ładowane do reaktora jądrowego w celu produkcji energii. Zużyte paliwo jest składowane, wykorzystywane w innych procesach lub poddawane ponownemu procesowi produkcji paliwa jądrowego. Każdy z opisanych elemen-

tów procesu tworzenia paliwa (wydobycie, przemiał, konwersja, wzbogacanie, produkcja paliwa) wymaga dostępu do odrębnych technologii. Polityczne ryzyko odmowy dostępu do technologii jest stosunkowo niskie. Natomiast technologie wzbogacania uranu ze względu na podwójne zastosowanie (również dla celów militarnych) są objęte ograniczeniami dotyczącymi nierozprzestrzeniania broni nuklearnej i technologii związanych z jej produkcją, gdzie kluczowym elementem jest właśnie wzbogacony uran. Oczywiście nie zawsze jest potrzebne przynajmniej kontrolowanie, a w warunkach optymalnych posiadanie pełnego cyklu paliwa jądrowego przez każde państwo, jednakże brak kontroli pełnej (własności lub współwłasności, w tym zagranicznej) lub umownej (długoterminowe umowy o dostawy każdego z elementów cyklu paliwa jądrowego) jest obciążony ryzykiem politycznym nie tylko kraju dawcy, lecz także kraju dostawcy każdego z elementów – technologii czy produktów przejściowych.

3.1. Zasoby uranu i jego rynki

Zasoby uranu możemy podzielić na: pierwotne (zasoby naturalne, w tym konwencjonalne – opłacalne w wydobyciu – i niekonwencjonalne – o niskiej zawartości uranu) oraz wtórne (niekonwencjonalne). Do zasobów niekonwencjonalnych zaliczane są również produkty pośrednie z przemysłu i odpady zawierające uran. W niniejszym rozdziale ocenie zostaną poddane przede wszystkim pierwotne źródła uranu niezależnie od ich formy, wielkości czy pochodzenia geologicznego.

W ocenie World Nuclear Association (world-nuclear.org – WNA) z 2022 r. złoża uranu to prawie 6,148 mln ton (tabela 8.2). Należy zwrócić uwagę, że zasób złóż rozpoznanych i uznanych za możliwe do uzasadnionego ekonomicznie wykorzystania ciągle rośnie. Wynika to z rozszerzania zakresu badań geologicznych dzięki postępowi technologicznemu, w tym z wykorzystaniem środków satelitarnych, dokładniejszej oceny rozpoznanych złóż zmieniających ocenę efektywności ekonomicznej ich wykorzystania i w związku z tym przesuwaniu poszczególnych złóż (depozytów uranowych) z kategorii spekulatywnych do pewnych. Oznacza to, że w przyszłości wielkość rozpoznanych złóż konwencjonalnych może jeszcze ulec zwiększeniu. W znaczącym stopniu ogranicza to ryzyko polityczne tej części łańcucha wartości paliwa jądrowego. Według danych NEA i IAEA na początek 2023 r. rozpoznano zasoby ponad 660 tys. ton U, którego wydobycie jest możliwe przy koszcie mniejszym niż 40 USD/kgU. Jeśli będziemy rozpatrywać koszt niższy niż 80 USD/kgU, to zasoby te rosną do 1,88 mln tU. Rozpatrując złoża o koszcie wydobycia 130 USD/kgU, zasoby uranu wynoszą około 5,93 mln tU, a przy koszcie mniejszym niż 260 USD/kgU to aż 7,93 mln tU. Jednocześnie roczne zapotrzebowanie na uran związane z energe-

tyką jądrową oraz reaktorami badawczymi to wg NEA i IAEA 38,27 tys. tU. Pomimo wzrostu cen kgU do ponad 100 USD/kgU w umowach wieloletnich w 2023 r. (OECD/NEA/IAEA, 2025) przy tak niskim zapotrzebowaniu opłacalność wydobywania większości złóż uranu jest niewielka. Jak wskazują dane IAEA (IAEA, 2018), rozkład depozytów uranowych (złóż) jest geograficznie w miarę równomierny, jeśli za kryterium przyjąć dostępność dla dużej grupy państw. Natomiast nawet jeśli dany kraj posiada duże złoża, nie oznacza to jeszcze, że aktualnie są one opłacalne dla ich przemysłowego wykorzystania. Zależy to od zawartości uranu w rudzie. Duża część krajów, która posiada własne depozyty uranowe, niestety ma dostęp do złóż o niskiej zawartości uranu lub koszt wydobywania jest nieadekwatny do potencjalnej ceny sprzedaży.

Tabela 8.2. Rozpoznane zasoby uranu (przy koszcie wydobywania poniżej 130 USD za kgU)

Państwo	Zasoby w tonach uranu	Procent zasobów światowych	Charakter ze względu na ryzyko polityczne
Australia	1 692 700	28	Życzliwe
Kazachstan	906 800	15	Neutralne/niepewne
Kanada	564 900	9	Życzliwe
Rosja	486 000	8	Nieżyczliwe
Namibia	448 300	7	Neutralne
RPA	320 900	5	Neutralne
Brazylia	276 800	5	Neutralne
Niger	276 400	4	Neutralne
Chiny	248 000	4	Niepewne
Mongolia	143 000	2	Niepewne
Uzbekistan	132 300	2	Neutralne/niepewne
Ukraina	108 700	2	Życzliwe
Botswana	87 200	1	Neutralne
Tanzania	58 200	1	Neutralne
Jordania	52 500	1	Neutralne
USA	47 900	1	Życzliwe
Inne	295 800	5	Na
Ogółem – świat	6 147 800		

Źródło: opracowanie własne na podstawie WNA (world-nuclear.org) (2022).

Aktualnie państwem o największych złożach rudy uranowej jest Australia, która kontroluje ponad 28% światowych zasobów uranu. Kolejnym dużym graczem na rynku jest Kazachstan z 15% kontrolowanych zasobów. Istotnymi graczami na rynku kontrolującymi co najmniej 5% światowych zasobów są: Kanada, Rosja, Namibia, RPA i Brazylia (tabela 8.2). Z tej grupy państw za niosące naj-

mniejsze ryzyko polityczne uważa się Australię i Kanadę. Są to kraje sojusznice (Kanada) lub zaprzyjaźnione (Australia). Skorzystanie z ich zasobów wydaje się więc z punktu widzenia Polski bezpieczne. Sytuacja Kazachstanu i prowadzona przez niego polityka będzie w dużej mierze zależała od dużych sąsiadów – Rosji i Chin. Ocena możliwości oparcia polskiej energetyki jądrowej na rosyjskich źródłach uranu wydaje się wobec obecnej sytuacji politycznej i prowadzonej przez ten kraj od lat nieżyczliwej Polsce polityce, a także aktualnej wojnie z Ukrainą wyłącznie abstrakcyjna. Przypadek Ukrainy jest szczególnie ze względu na agresję rosyjską i przejęcie mniejszej części depozytów przez Rosję oraz toczące się walki w stosunkowo niedużej odległości od najważniejszych depozytów położonych na północ i zachód od Krzywego Rogu, a więc narażonych na ataki, w tym rakietowe. Biorąc pod uwagę potrzeby Polski, należy zauważyć, że zarówno rozpoznane, jak i prognozowane, a także spekulatywne złoża krajowe nie wystarczają na funkcjonowanie przewidywanych w dokumentach rządowych elektrowni nuklearnych w okresie ich przewidywanego funkcjonowania. W tej sytuacji Polska musi być przygotowana na import uranu dla zaspokojenia własnych potrzeb. Aspekt własności lub kontroli umownej nad złożami musi być więc realizowany za granicą z uwzględnieniem ryzyka politycznego potencjalnych dawców koncesji lub dostawców rud uranu.

Oprócz rynku pierwotnego jest również podaż wtórna uranu. Są to materiały uranowe, które mogły nie zostać bezpośrednio przetworzone w pierwotnym cyklu paliwa jądrowego oraz rynek materiału uranowego dla reaktorów badawczych i potrzeb medycznych. Można szacować, że wszystkie wtórne dostawy stanowią ponad jedną czwartą całkowitej rocznej światowej podaży uranu (Larson, 2019).

3.2. Wydobycie uranu

Pierwotna podaż uranu wynika z wykorzystania opisanych wcześniej złóż tego surowca. Nic więc dziwnego, że główną rolę odgrywają kraje o dużych zasobach uranu. W 2012 r. wg WNA produkcja światowa wynosiła blisko 58,5 tys. ton uranu. Do 2016 r. produkcja ta wzrosła do 63,2 tys. ton uranu, by do 2021 r. spaść do 48,3 tys. ton (WNA, 2022) (tabela 8.3).

Spośród głównych producentów uranu produkcja wzrosła w Kazachstanie (z 21,3 do 21,8 tys. ton – o 2,35% w ciągu 10 lat), Namibii (z 4,49 do 5,75 tys. ton – o 21,06%), Uzbekistanie (z 2,4 do 3,5 tys. ton – 45,83%). Zanotowano też niewielki wzrost w Chinach. Duże spadki odnotowano w Australii (spadek z 7,0 do 4,2 tys. ton, Kanadzie (z 9,0 do 4,7 tys. ton) czy Nigrze (z 4,7 do 2,3 tys. ton). Szczególnie duży spadek dotknął USA, gdzie w praktyce zaprzestano produkcji w latach 2020–2021 (najprawdopodobniej był to w jakimś mierze wynik

Tabela 8.3. Wydobycie i produkcja (przemiał) uranu w tonach

Kraj	2012	2015	2018	2019	2020	2021	Charakter państwa
Kazachstan	21,317	23,607	21,705	22,808	19,477	21,819	Neutralne/ niepewne
Australia	6991	5654	6517	6613	6203	4192	Życzliwe
Namibia	4495	2993	5525	5476	5413	5753	Neutralne
Kanada	8999	13,325	7001	6938	3885	4693	Życzliwe
Uzbekistan (est.)	2400	2385	3450	3500	3500	3500	Neutralne/ niepewne
Niger	4667	4116	2911	2983	2991	2248	Niepewne
Rosja	2872	3055	2904	2911	2846	2635	Nieżyczliwe
Chiny (est.)	1500	1616	1885	1885	1885	1885	Niepewne
Ukraina	960	1200	790	800	744	455	Życzliwe
Indie (est.)	385	385	423	308	400	615	Neutralne/ życzliwe
Brazylia	326	40	0	0	15	29	Neutralne
USA	1596	1256	582	58	6	8	Życzliwe
Czechy	228	155	0	0	0	0	Życzliwe
Rumunia	90	77	0	0	0	0	Życzliwe
Francja	3	2	0	0	0	0	Życzliwe
Niemcy	50	0	0	0	0	0	Życzliwe
Świat ogółem	58,493	60,304	54,154	54,742	47,731	48,332	
ton U ₃ O ₈	68,974	71,113	63,861	64,554	56,287	56,995	
% popytu światowego	94%	98%	80%	81%	74%	77%	

Źródło: opracowanie własne na podstawie WNA (world-nuclear.org) (2022).

pandemii, ale duże spadki odnotowywano także w latach poprzednich). Wydaje się, że przynajmniej po części spadek produkcji był wynikiem powolnej rozbudowy nowych mocy w energetyce jądrowej, zamykania starych elektrowni (np. Niemcy), ale też spadku zapotrzebowania w innych gałęziach gospodarki. Ostatnie wydarzenia sprzyjają jednak restauracji zainteresowania energią jądrową (OECD/NEA/IAEA, 2025) i tym samym wzrostowi przyszłego popytu na rudę uranową. Aktualnie do głównych graczy na rynku uranu zaliczyć należy następujące korporacje (alfabetycznie): Altius Minerals (Kanada), ARMZ (Rosja), BHP Billiton Ltd. (Australia), Cameco (Kanada – 9% produkcji światowej), CNNC (Chiny), Energy Resources of Australia (Australia), Kazatomprom (Kazachstan – 25%), Orano (Francja – 9%), Rio Tinto Ltd (Australia), Uranium Energy Corp. (USA), Uranium One (Rosja – 9%), Uranium Participation Corp (Kanada), Ur-Energy Inc. (USA) (Macdonald, 2021).

Generalnie wskazane powyżej podmioty pochodzą z krajów, które są głównymi producentami uranu (Kazachstan, Kanada, Uzbekistan czy Rosja i Chiny), ale są też takie, których produkcja bazuje na kontrolowanych złożach zagranicznych. Wskazać tu należy przede wszystkim francuskie Orano. Stąd dla oceny związanej z ryzykiem politycznym faktycznej dostępności uranu należy przeanalizować, do kogo należą główne kopalnie uranu i gdzie są ulokowane. Dla przykładu największe kopalnie, tj. Cigar Lake, Inkai 1-3 czy Karatau, ulokowane w Kanadzie i Kazachstanie, należą do konsorcjów dużych korporacji. Odpowiednio są to dla Cigar Lake kanadyjskie Cameco i francuskie Orano, dla Inkai kazachski Kazaktomprom i ponownie kanadyjski Cameco, a dla Karatau rosyjskie Uranium One i znów kazachski Kazatomprom. Największą pod względem produkcji uranu kopalnią należącą do jednego koncernu jest namibijski Rossig. Z punktu widzenia ryzyka politycznego przy wyborze partnera dostarczającego uran należy zidentyfikować, skąd będzie on pochodził, czy dostawca ma możliwość dywersyfikacji miejsca wydobycia (jego ryzyko polityczne), a także jakich ma kluczowych partnerów biznesowych, np. czy posiadanie na istotnym złożu partnera rosyjskiego przełożyć się może na możliwe przerwy w dostawach i jak długie one mogą być, i w związku z tym, jaka jest np. struktura własnościowa kluczowych złóż dostawcy i warunki wykorzystania złoża. Jednocześnie podkreślić należy, że można zaobserwować olbrzymi potencjał do wzrostu produkcji uranu przede wszystkim ze strony Australii, która kontroluje 28% światowych złóż uranu, a jednocześnie jej udział w światowej produkcji uranu nie przekracza 7–8%. Zależny od zmian rynkowej ceny uranu potencjał do wzrostu produkcji jest z polskiego punktu widzenia objęty niskim ryzykiem politycznym, bo dotyczy życzliwych Australii i Kanady.

3.3. Rynek konwersji uranu

Ważnym etapem przerobu uranu jest jego konwersja (przed wzbogacaniem). W Unii Europejskiej konwersją uranu zajmują się zakłady: Comurhex we Francji (zakład w Malvesi z konwersją do UF_4 i w Pierrelatte z dalszą konwersją do UF_6) należący do AREVA, BNFL w Wielkiej Brytanii (zakład w Springfield w hrabstwie Lancashire), NUKEM w Niemczech (o stosunkowo niewielkich zdolnościach produkcyjnych), w Pitesti w Rumunii (tu przetwarza się własny uran z przeznaczeniem do reaktorów typu CANDU). Natomiast poza UE – w Kanadzie i USA. Rosyjskie usługi w zakresie konwersji są dostarczane jedynie w postaci gotowego paliwa. Zakłady konwersji działają komercyjnie w Kanadzie, Francji, Rosji i Chinach, gdzie prognozuje się znaczny wzrost produkcji. Zakłady w USA stopniowo wznawiają swoją działalność (WNA, 2022). Szacowana światowa zdolność do konwersji pierwotnej przedstawiona została w tabeli 8.4.

Tabela 8.4. Szacowana światowa zdolność konwersji pierwotnej w 2020 roku

Spółka	Kraj	Lokalizacja	Maksymalne zdolności (tU)	Wykorzystanie zdolności (%)	Wykorzystanie zdolności (tU)	Charakter państwa ze względu na ryzyko polityczne
Orano	Francja	Pierrelatte & Malvési	15	17	2600	życzliwe
CNNC	Chiny	Lanzhou & Hengyang	15	53	8000	niepewne
Cameco	Kanada	Port Hope	12,5	72	9000	życzliwe
Rosatom	Rosja	Seversk	12,5	96	12	nieżyczliwe
ConverDyn	USA	Metropolis	7000	0	0	życzliwe
Razem			62	51	31,6	na

Źródło: opracowanie własne na podstawie WNA (2021).

Zapotrzebowanie na konwertowany uran będzie w perspektywie powrotu do energetyki jądrowej, przemian geopolitycznych czy reorientacji części krajów w zakresie dostawców paliwa jądrowego istotnie rosło. W ocenie ESA (2022) może ono osiągnąć nawet 85000 tU rocznie, przy przewidywalnej zdolności znamionowej (nominalnej) produkcji blisko 70000 tU (czy faktycznej na poziomie ok. 50000 tU). Tworzy to niebezpieczną lukę popytową tuż przed planowanym uruchomieniem pierwszych reaktorów w Polsce. Główne źródło zapotrzebowania pochodzić będzie z krajów rozwijających się (spoza świata zachodniego). Jednakże, choć wydaje się, że nominalna zdolność produkcyjna krajów zachodnich czy Unii Europejskiej będzie w tej perspektywie wystarczająca, to faktyczna nie będzie już wystarczała, a ponadto prognoza obejmuje okres przed uruchomieniem reaktorów jądrowych w Polsce czy przewidywanym boorem SMR-ów. Planowane jest zwiększenie zdolności konwersji w wybranych lokalizacjach (np. we Francji), lecz pojawiające się coraz bardziej wiarygodne warianty ze zwiększeniem obciążenia wirówek zwiększyłyby popyt na UF₆ wytwarzany przez zakłady konwersji potencjalnie nawet o 40%, a dodatkowa zdolność konwersji wymagana w przypadku przekarmiania nie jest dostępna bez nowych inwestycji (zob. ESA, 2022). Otwiera to możliwości bardziej aktywnego podejścia do zarządzania ryzykiem politycznym na etapie konwersji pierwotnej uranu i bardziej aktywnych działań polskiego rządu oraz podmiotów gospodarczych, takich jak zawieranie umów długoterminowych, współudział w inwestycjach zwiększających zdolności produkcyjne czy nawet budowa własnych zdolności

w tym zakresie (koszt takiej inwestycji szacować należy jako porównywalny z budową zakładu wzbogacania uranu). Jednocześnie warto zwrócić uwagę na kraje podejmujące eksport naturalnego uranu. Do największych eksporterów wg wartości eksportu w roku 2021 zaliczyć należy: Kazachstan (33,7% światowego eksportu), Kanadę (30,1%), Namibię (16,9%), Niger (8,0%) i USA (6,7%) (za serwisem www.worldstopexports.com). Do pozostałych zaliczyć należy: Francję, Wielką Brytanię, Ukrainę, RPA, Czechy, Niemcy, Iran, Niderlandy, Szwecję i Egipt (worldstopexports.com, 2023). Z polskiego punktu widzenia szczególnie ważne jest, że wśród głównych producentów i eksporterów uranu jest Kanada, gdzie siedzibę ma aktualny współwłaściciel wybranego jako wykonawca pierwszej polskiej elektrowni atomowej Westinghouse, koncern Cameco. Nie bez znaczenia jest, iż większość z głównych krajów eksportujących uran to kraje, które ocenić należy jako Polsce życzliwe. Analizując ten element łańcucha wartości z punktu widzenia ryzyka politycznego, nie można pominąć faktu, że większość krajów ma niestety większe potrzeby w zakresie dostępu do uranu niż aktualną produkcję. Dotyczy to przede wszystkim USA, Francji, Korei Południowej, Japonii, Ukrainy czy Wielkiej Brytanii. Znaczną nadwyżkę produkcji nad potrzebami odnotowują Kanada i Australia. Nieżyczliwa Polsce Federacja Rosyjska, będąc dużym producentem uranu, nie zaspokaja samodzielnie swoich potrzeb (OECD/NEA/IAEA, 2025).

Podsumowując przeprowadzoną analizę, można wskazać następujące wnioski w zakresie wydobywania i produkcji uranu. Po pierwsze wydobywanie uranu nie pokrywa bieżącego zapotrzebowania światowego – $\frac{1}{4}$ zaspokajana jest z źródeł wtórnych, wydobywanie uranu skoncentrowane jest w krajach neutralnych lub niepewnych, takich jak Kazachstan i Uzbekistan, gdzie w warunkach globalnych kryzysów politycznych dostawy mogą być łatwo przerwane. Wśród największych eksporterów w 2021 r. tylko Kanadę i USA określić można mianem krajów Polsce życzliwych. Wśród krajów, gdzie wydobywa się uran (rudę uranu), ale też wśród dużych eksporterów tego surowca są kraje Polsce życzliwe i na nich powinny być skoncentrowane działania polityczne. Dla ograniczenia ryzyka politycznego Polska powinna dążyć do posiadania udziałów w zagranicznych złożach uranu, szczególnie położonych w krajach życzliwych (Australia, Kanada). Jednocześnie w perspektywie przewidywanych zmian na rynku konwertowanego uranu polski rząd powinien rozważyć zawieranie umów długoterminowych z producentami lub nawet budowę własnych zdolności w tym zakresie. Wydaje się to obecnie największym wąskim gardłem w dostępie do paliwa jądrowego i łatwo może być wykorzystane przez rządy krajów Polsce nieżyczliwych, tak jak to miało miejsce w Nigrze wobec Francji.

3.4. Wzbogacanie uranu i produkcja paliwa jądrowego

3.4.1. Wzbogacanie uranu

Planując rozwój energetyki jądrowej, nie wystarczy zapewnić dostawy uranu. Podstawą paliwa wykorzystywanego w reaktorach atomowych jest bowiem uran wzbogacony niezależnie czy paliwo jest dostarczane w postaci tabletek czy prętów. Kluczowe jest zatem uwzględnienie dostępu do możliwości własnego wzbogacania materiału rozszczepialnego lub zapewnienie dostaw ze źródeł pewnych i bezpiecznych z punktu widzenia ryzyka politycznego. Dodatkowo powrót do energetyki jądrowej ze względów politycznych i polityki klimatycznej preferującej zeroemisyjne źródła energii, czy wspomniana wcześniej rewolucja związana z wdrożeniem SMRów zwiększą popyt na uran wzbogacony i obciążenie istniejących instalacji. W 2020 r. globalny popyt na wzbogacony uran wyniósł ok. 51,2 mln SWU/rok (Macdonald, 2021). Największa część popytu pochodziła z dużych reaktorów zainstalowanych w elektrowniach atomowych (51,19 mln SWU/rok). Niewielki popyt pochodzi z reaktorów badawczych i małych (ok. 0,04 mln SWU/rok). W latach 2020–2040 będzie istniało pięć głównych źródeł popytu na usługi wzbogacania uranu: paliwo jądrowe dla dużych reaktorów komercyjnych, paliwo jądrowe do rozwoju i wdrażania małych i zaawansowanych reaktorów, specjalistyczne paliwo do badawczych i medycznych reaktorów izotopowych, paliwo jądrowe klasy cywilnej do napędu marynarki wojennej, wzrost krajowej produkcji uranu ze względów bezpieczeństwa energetycznego oraz w celu zwiększenia konkurencyjności strategicznego eksportu (Macdonald, 2021). Do roku 2040 spodziewać się należy wzrostu zapotrzebowania na wzbogacony uran ze strony segmentu dużych reaktorów zawodowych oraz w wyniku upowszechnienia SMR-ów. Wzbogacaniem uranu w Unii Europejskiej zajmują się zakłady francuskie Georges Besse II (Areva) oraz angielsko-holendersko-niemieckie w Capenhurst, Almelo i Gronau (Urenco). Natomiast globalnie największym graczem na rynku jest kontrolowany przez Rosatom rosyjski TVEL ze zdolnością produkcyjną 28 mln SWU/rok (tabela 8.5). Podejmując decyzję o wyborze partnera, należy pamiętać, że przed jesienią 2021 r. Urenco Europe planował ograniczenia mocy produkcyjnych odpowiednio do 10,7 mln SWU/rok w wyniku przeprowadzonej denuklearyzacji miks energetycznego w Niemczech. Jednakże kryzys energetyczny 2021–2022 doprowadził do weryfikacji tych planów ze względu na przedłużenie pracy przewidywanych do odłączenia elektrowni jądrowych, a także rezygnacji z pierwotnych planów denuklearyzacji przez przynajmniej część krajów europejskich związaną też z modyfikacjami polityki energetycznej UE i wprowadzenia inwestycji w energetykę jądrową do europejskiej taksonomii.

Należy jednak zwrócić uwagę, że większość istniejących i powstających zdolności znajdzie się w krajach Polsce życzliwych (tabela 8.5). Jednocześnie posiadanie w takiej sytuacji własnych możliwości produkcji wzbogaconego uranu istotnie obniża ryzyko polityczne łańcucha wartości paliwa jądrowego. Sam koszt budowy zakładu wzbogacania uranu zamknąłby się kwotą szacowaną przez USA w pierwszej dekadzie XXI w. na od 447 mln EUR na każde planowane 1000 ton SW zdolności produkcyjnej (dziś koszty te byłyby wyższe). Wydaje się, że na razie potrzeba taka wynika głównie z oceny ryzyka politycznego, ale ostatnie wydarzenia związane z rosyjską agresją wobec Ukrainy i związane z tym zmiany w geografii dostaw wzbogaconego uranu powodują, że mimo iż w Unii Europejskiej paliwa w dłuższej perspektywie nie powinno zabraknąć, to jednak wg prognoz ESA (ESA, 2022) w Unii Europejskiej w okresie do 2032 r. zapotrzebowanie na wzbogacony uran będzie w praktyce równe zdolnościom produkcyjnym. Jednocześnie ok. roku 2029 światowe zapotrzebowanie na wzbogacony uran istotnie przekroczy zdolności jego globalnej produkcji. Oznacza, to że dodatkowym czynnikiem, jaki należy wziąć pod uwagę, będzie globalny niedobór wzbogaconego uranu w momencie, gdy uruchamiane będą polskie elektrownie jądrowe. Obok produkcji wielkość eksportu jest kluczową miarą dostępności surowca na rynku globalnym.

Tabela 8.5. Główni producenci wzbogaconego uranu – stan aktualny i prognozy

Operator/kraj	Charakter z punktu widzenia ryzyka politycznego	Zdolność produkcyjna w 2020 r. w mln SWU/rok	Zdolność produkcyjna w 2040 r. w mln SWU/rok
Chiny – CNNC	Niepewny	7,5	16–37
Rosja – TVEL	Nieżyczliwy	28	>25
W Brytania, Niemcy, Holandia – Urenco Europe	Życzliwy	13,7	>10,7
Francja – Orano	Życzliwy	7,5	7,5
USA – Urenco US, Centrus	Życzliwy	4,8	>4,8
Japonia – JNFL	Życzliwy	0,075	<1,5
Argentyna, Brazylia, Korea Płn, Indie, Iran	Na	0,1	<0,5
Korea Pd.	Życzliwy	0	<3,5
Razem		61,8	>74

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Macdonald (2021).

Jeśli za kryterium przyjąć wartość eksportu w mln USD to w 2021 r. do największych eksporterów zaliczyć należy: Niderlandy (29,1% światowego eksportu), Niemcy (25,6%), Francję (22,4%) i Kazachstan (14,3%). Pozostałe kraje osiągnęły poniżej 5% światowego eksportu – tab. 8.6). Istotne jest, że i w tym przypadku dominują kraje Polsce życzliwe.

Tabela 8.6. Najwięksi eksporterzy wzbogaconego uranu w 2021 r.

Eksporter	Eksport w mln USD	% eksportu światowego	Charakter państwa ze względu na ryzyko polityczne
Niderlandy	827,2	29,1	Życzliwe
Niemcy	727,1	25,6	Życzliwe
Francja	636,6	22,4	Życzliwe
Kazachstan	406,1	14,3	neutralne/niepewne
USA	130,5	4,6	Życzliwe
Chiny	64,1	2,3	Niepewne
Niger	44,6	1,6	Neutralne

Źródło: opracowanie własne na podstawie: worldstopexports.com (2023).

3.4.2. Paliwo jądrowe

Mając dostęp do wzbogaconego uranu, można podjąć produkcję paliwa jądrowego. Jest ona zazwyczaj skoncentrowana w krajach, które posiadają odpowiednie technologie oraz elektrownie atomowe. Produkcja paliwa to ostatni krok w procesie przekształcania uranu w jądrowe pręty paliwowe. Pogrupowane w zespoły pręty paliwowe stanowią większość struktury rdzenia reaktora. Zespoły paliwa jądrowego są specjalnie zaprojektowane dla określonych typów reaktorów (np. LWR, PHWR) i są wykonane zgodnie z wymaganymi normami. W przypadku paliwa LWR jego możliwości produkcji, a więc i dostępność jest stosunkowo duża (tabela 8.7).

Tabela 8.7. Wybrane zdolności produkcji paliwa LWR w krajach Polsce życzliwych (tony rocznie)

	Producent	Lokalizacja	Konwercja	Peletyzacja	Prętów/fabryka
Francja	Framatome-FBFC	Romans	1800	1400	1400
	Orano	Malvés	w budowie		
Niemcy	Framatome-ANF	Lingen	800	650	650
Japonia	NFI (PWR)	Kumatori	0	383	284
	NFI (BWR)	Tokai-Mura	0	250	250
	Mitsubishi Nuclear Fuel	Tokai-Mura	450	440	440
	Global Nuclear Fuel – Japan	Kurihama	0	620	630
Korea	KNFC	Daejeon	700	700	700
Hiszpania	ENUSA	Juzbado	0	500	500
Szwecja	Westinghouse AB	Västeras	787	600	600
Wielka Brytania	Westinghouse	Springfields	950	600	860
USA	Framatome Inc	Richland	1200	1200	1200
	Global Nuclear Fuel – Americas	Wilmington	1200	1000	1000
	Westinghouse	Columbia	1600	1594	2154

Źródło: opracowanie własne na podstawie World Nuclear Association (2021).

W ocenie ryzyka politycznego należy brać pod uwagę możliwe przekształcenia własnościowe prowadzące do istotnych zmian z punktu bezpieczeństwa energetycznego w obszarze energetyki jądrowej.

Znacznie mniejsze i bardziej geograficznie skoncentrowane są światowe zdolności do produkcji paliwa PHWR. Dotyczy to głównie krajów, które posiadają i wykorzystują wymagające tego reaktory, tj. Argentyny, Kanady, Chin, Indii, Pakistanu czy Korei Południowej (World Nuclear Association, 2021).

Podsumowując analizę w obszarze wzbogaconego uranu oraz produkcji paliwa jądrowego z punktu widzenia polskiego programu jądrowego, można zwrócić uwagę na dominację na rynku krajów niezycziwych lub niepewnych (dominacja Rosji na rynku globalnym – TVEL oraz przewidywany szybki wzrost zdolności produkcyjnych Chin), ograniczanie zdolności u europejskich producentów wzbogaconego uranu (głównie Urenco Europe, ale też Orano) – skutek programów denuklearyzacji mixów energetycznych, program odbudowy zdolności przez USA (Centrus) czy postępującą budowę zdolności przez Japonię i przede wszystkim Koreę Południową. Wyraźnie widoczne są konsekwencje wojny na Ukrainie i kryzysu energetycznego skutkujące reorientacją części podmiotów na rezygnację z paliwa rosyjskiego (Finlandia, Czechy, Bułgaria) oraz zmiany w polityce energetycznej innych krajów europejskich, takich jak Holandia czy Belgia. W konsekwencji kluczowy dla Polski jest wybór partnera, który zapewni niezależny od koniunktury gospodarczej i politycznej dostęp do paliwa i wzbogaconego uranu, a dla ograniczenia ryzyka politycznego do minimum, ale też ze względu na przewidywane zmiany popytu pożądane jest posiadanie przez Polskę własnych zdolności do wzbogacania uranu, a może też i do produkcji paliwa jądrowego.

3.5. Ponowne wykorzystanie paliwa jądrowego

Jednym z istotnych źródeł paliwa jądrowego jest ponowne jego wzbogacenie. Realizowane jest przez te same podmioty, które dokonują wzbogacenia pierwotnego uranu i dane dotyczące tej działalności ujęte są w ich produkcji wzbogaconego uranu. To bardzo ważny element łańcucha wartości paliwa jądrowego o ciągle rosnącym znaczeniu. Należy w związku z tym zwrócić uwagę na to, skąd pochodzi paliwo do ponownego wykorzystania, tym bardziej, że dochodzi do zjawiska zwanego *uranium washing* – czyli ukrywania faktycznego źródła uranu na rynku tak pierwotnym, jak wtórnym. Problem odpadów nuklearnych dotyczy DUF6 (*depleted UF6*) i możliwości jego powtórnego przetwarzania. Aktualnie zubożony uran jest przechowywany w różnych formach, w tym sześćiofluorku uranu (UF6), czterofluorku uranu (UF4), tlenków uranu (U3O8, UO2 i UO3) oraz uranu metalicznego (OECD/NEA 2001). Zdolności przetwarzania odpadów

mają: USA, Federacja Rosyjska, Francja i kilka innych krajów (OECD/NEA, 2001; IAEA 2001). Do głównych eksporterów wykorzystanego uranu (paliwa jądrowego) należą Francja, Niemcy, Szwecja, USA czy Indie. Przyjmując jako kryterium wartość eksportu w mln USD w 2021 r., były to: Francja (57,1% eksportu wykorzystanego uranu), Niemcy (21,4%), Szwecja (9,0%), USA (8,6%). Do innych ważnych eksporterów z udziałem w światowym eksporcie zaliczyć możemy: Indie, Czechy, Australię, Wielką Brytanię, Niderlandy, Polskę (0,21% eksportu światowego – 134 tys. USD), Hiszpanię, Kanadę, Szwajcarię, Norwegię i RPA. W zestawieniu tym dominują kraje Polsce życzliwe.

4. Zarządzanie ryzykiem politycznym w łańcuchu paliwa jądrowego

Jak wskazano powyżej, ryzyko polityczne w łańcuchu paliwa jądrowego jest zbyt istotne by pozostawić je bez nadzoru, a nawet aktywnego zarządzania. Bardzo istotne jest zrozumienie, jak ryzyko takie może zakłócić funkcjonowanie energetyki jądrowej w ramach systemu energetycznego kraju. Oczywiście kluczowe jest znalezienie rozwiązań na poziomie międzyrządowym, tj. dopuszczenie do złożeń w innych krajach. Jest to podejście powszechne, szczególnie wśród rządów krajów zaprzyjaźnionych (np. firmy francuskie są obecne w Kanadzie). Same podmioty sektora energetycznego wykorzystujące energię jądrową też powinny wdrażać odpowiednie działania. Rugman i Hodgets (2003) wskazują na grupę związanych z tym technik, takich jak: techniki integratywne (wchodzenie w projekty w zakresie infrastruktury w kraju z złożeń), techniki zabezpieczające i defensywne (wykorzystanie wsparcia rozwoju innych, ale krytycznych elementów łańcucha wartości energetyki jądrowej lub całego systemu energetycznego – dostęp do surowców, technologii czy wyników badań i rozwoju), techniki mieszane (wspólne projekty badawczo-przemysłowe) czy stosowanie porozumień i projektów joint venture. Bardzo ciekawym podejściem jest wykorzystywanie przewag specyficznych w zarządzaniu ryzykiem politycznym (Rugman, Hodgetts, 2003). Jest to możliwe tym bardziej, że większość krajów dopuszcza udział podmiotów z innych krajów w łańcuchu wartości paliwa jądrowego. Dotyczy to podmiotów, których właścicielami są zarówno podmioty prywatne, jak i rządy (tabela 8.8).

W 2022 r. 57% światowej produkcji uranu pochodziło z lokalnych podmiotów, z tego 42% z będących własnością lokalnych rządów, a 15% z podmiotów prywatnych. Natomiast 43% produkcji pochodziło od podmiotów mających siedzibę w innym kraju niż miejsce produkcji uranu, z tego 33% od podmiotów będących pod kontrolą obcych państw, a tylko 10% od zagranicznych podmiotów prywatnych. Wskazuje to wyraźnie na strategiczny charakter łańcucha

wartości paliwa jądrowego i jego ścisłą kontrolę, a w konsekwencji obniżanie w ten sposób lokalnego ryzyka politycznego kosztem podmiotów zagranicznych w branży. Z punktu widzenia Polski korzystne jest, że wśród krajów dopuszczających zagraniczną własność są kraje życzliwe (Kanada, Australia), co obniża znacząco nasze ryzyko polityczne paliwa jądrowego.

Tabela 8.8. Produkcja uranu wg form, własności w wybranych krajach w 2022 r.

Kraj	Podmioty lokalne				Podmioty zagraniczne				Razem	Charakter kraju z punktu widzenia ryzyka politycznego
	Kontrolowane przez rząd		Prywatne		Kontrolowane przez rząd		Prywatne			
	tU	%	tU	%	tU	%	tU	%		
Australia	0	0	2813	62	0	0	1742	38	4555	życzliwy
Kanada	0	0	4093	55	2939	40	347	5	7380	życzliwy
Kazachstan	11417	54	0	0	7037	33	2835	12	21279	neutralny/niepewny
Namibia	412	7	0	0	5143	92	56	1	5612	neutralny
Niger	739	37	0	0	1281	63	0	0	2020	neutralny
Rosja	2508	100	0	0	0	0	0	0	2508	nieżyczliwy
Ukraina	120	100	0	0	0	0	0	0	120	życzliwy
USA	0	0	75	100	0	0	0	0	75	życzliwy
Uzbekistan	3561	100	0	0	0	0	0	0	2561	neutralny/niepewny
Razem świat	20927	42	7181	15	16400	33	4970	10	49490	

Źródło: opracowanie własne na podstawie: OECD/NEA/IAEA (2025).

5. Podsumowanie

Liczni autorzy wskazują, że wydobycie i przemiał uranu to 22% kosztów w cyklu, konwersja – 3%, wzbogacenie – 30%, produkcja paliwa – 15%, a składowanie paliwa – 30%. Natomiast udział kosztu cyklu paliwa jądrowego w kosztach produkcji energii elektrycznej w siłowniach jądrowych szacuje się na 15–20%. Stąd kontrola nad łańcuchem wartości jest bardzo ważna. Decyzjami politycznymi można zablokować dostępność paliwa na każdym etapie łańcucha wartości dla krajów, które nie mają odpowiedniego dostępu do złóż czy zakładów przetwórczych. Są one podejmowane przez rządy i stanowią element ich strategii międzynarodowych, w tym w zakresie budowy konkurencyjności międzynarodowej czy nawet w warunkach ekstremalnych podejmowania działań jawnie politycznie i ekonomicznie wrogich wobec innych krajów. Kreują ryzyko polityczne tak w skali makro, jak mikro. Kluczowe jest opracowanie odrębnej strategii dotyczącej cyklu paliwa jądrowego z decyzjami, czy importujemy

gotowe paliwo, czy też budujemy zdolności w części lub całości łańcucha paliwa jądrowego, wykorzystując możliwości outsourcingu poszczególnych, szczególnie mniej wartościowych półproduktów na powierzonym materiale pierwotnym, zwłaszcza w zakresie tzw. wąskich gardeł cyklu, gdzie ryzyko jest największe. W kontekście zrozumienia znaczenia ryzyka politycznego kluczowy dla Polski jest wybór partnera, który zapewni niezależny od koniunktury gospodarczej i politycznej dostęp do złóż uranu, zakładów jego konwersji, wzbogacania oraz produkcji paliwa jądrowego czy później przeróbki wykorzystanego uranu. Z tego punktu widzenia warto jest tworzyć odpowiednie narzędzia do monitorowania i polityki do zapobiegania negatywnym skutkom tego ryzyka, choćby takie, jak zaproponowane w niniejszym tekście i wykorzystywać je do przeprowadzenia pełnej analizy ryzyka politycznego krajów dostarczycieli nie tylko technologii produkcji energii z atomu, ale też dostawców paliwa lub poszczególnych elementów cyklu. Zapobieganie to w przyszłości wielu kosztownym, w kontekście konkurencyjności polskiej gospodarki (koszt energii) i jej bezpieczeństwa energetycznego, zdarzeniom.

Bibliografia

- Collinson, S., Narula, R., Rugman, A.M. (2017). *International Business*, 7th ed. Harlow: Pearson Education.
- Cullen, J.B., Parboteeah, K.P. (2010). *International Business. Strategy and Multinational Company*. New York: Routledge.
- ESA (2022). *Quarterly Uranium Market Report*, 3rd Quarter 2022.
- IAEA (2001). *Analysis of Uranium Supply to 2050*. Vienna.
- Larson, L. (2019). *The front end of the nuclear fuel cycle: Current issues*. Congressional Research Service. <https://crsreports.congress.gov/product/pdf/R/R45753/1>
- Macdonald, R. (2021). *More than We Need: Projected World Uranium Enrichment Capacity*, Occasional Paper 2106, NPEC.
- OECD/NEA (2001). *Management of Depleted Uranium. A Joint Report by the OECD Nuclear Energy Agency and the International Atomic Energy Agency*, OECD Paris
- OECD/NEA/IAEA (2025). *Uranium 2024 – Resources, Production and Demand*, NEA No 7283,
- Rugman, A.M., Hodgetts, R.M. (2003). *International Business*, 3rd ed. Harlow: Pearson Education.
- Tarczyński, W., Mojsiewicz, M. (2001). *Zarządzanie ryzykiem*. Warszawa: PWE.
- Tchorek, G. i in. (2023) (red.), *Łańcuch wartości energetyki jądrowej w Polsce – styczeń 2023 r.*, Instytut Energetyki – Państwowy Instytut Badawczy, Wydział Zarządzania UW.

U.S. Government Accountability Office (2018). *Nuclear Weapons, NNSA Should Clarify Long-Term Uranium Enrichment Mission Needs and Improve Technology Cost Estimates*, GAO-18-126, February 2018.

World Nuclear Association Nuclear Fuel Report, 2021 edition.

Serwisy internetowe

<http://atom.edu.pl/index.php/ej-w-polsce/energetyka-jadowa-na-swiecie/unia-europejska.html>

<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/uranium-resources/supply-of-uranium.aspx>

<https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/conversion-enrichment-and-fabrication/conversion-and-deconversion.aspx>

<https://www.worldstopexports.com/uranium-exports-by-country/>

ROZDZIAŁ 9

Aspekty prawne transformacji klimatycznej w kontekście roli samorządu terytorialnego

mgr PIOTR MIKUSEK

Uniwersytet Warszawski, Wydział Prawa i Administracji

piotr.mikusek@uw.edu.pl

ORCID 0000-0002-9549-7616

Streszczenie

Polityka klimatyczna stanowi zagadnienie wpływające na funkcjonowanie ośrodków władzy, począwszy od wszystkich szczebli międzynarodowych organizacji, a skończywszy na jednostkach samorządu terytorialnego. Do kreowania zachowań zgodnych z celami polityki klimatycznej wykorzystywane są w głównej mierze mechanizmy regulacyjne. W niniejszym rozdziale autor przedstawia podstawowe informacje dotyczące relacji pomiędzy administracją rządową a administracją samorządową i wpisuje je w zachodzące procesy transformacji w ramach polityki klimatycznej poprzez wskazanie przykładowych obszarów wzajemnego wpływu regulacji klimatycznych na zadania wykonywane przez samorząd terytorialny, z perspektywy zarówno ustrojowych regulacji samorządowych, jak i przepisów wdrażanych w ramach działań klimatycznych na poziomie Unii Europejskiej. Wyraźnie można bowiem dostrzec wzrost wpływu polityki klimatycznej na prowadzenie działań administracyjnych na poziomie lokalnym, a także potrzebę szerszego uwzględnienia roli i warunków zdecentralizowanych ośrodków władzy, jakimi są samorządy terytorialne.

Słowa kluczowe: polityka klimatyczna, prawo, samorząd, transformacja energetyczna, energia.

1. Wstęp

Przedmiotem zainteresowania autora niniejszego rozdziału jest wpływ polityki klimatycznej, a dokładniej regulacji prawnych kształtowanych na podstawie i w celu jej realizacji, na funkcjonowanie samorządu terytorialnego i realizacji zadań, jakie w ramach sprawowania władzy publicznej zostały mu powierzone. Samorząd terytorialny znajduje się bowiem najbliżej tych wszystkich, na których regulacje klimatyczne wpływają bezpośrednio i najmocniej, czyli ludzi tworzą-

cych wspólnotę samorządową. Główną tezę stawianą w rozdziale jest kluczowa rola samorządu terytorialnego w procesie osiągania celów transformacji klimatyczno-energetycznej. Proces ten musi mieć charakter dwukierunkowy, aby był skuteczny. Kierunek góra–dół (ang. *top-down*) przejawia się w potrzebie wyznaczenia celów klimatycznych na poziomie centralnym oraz zapewnieniu narzędzi umożliwiających wdrożenie tych celów na poziomie lokalnym. Natomiast kierunek dół–góra (ang. *bottom-up*) oznacza przekładanie ogólnych celów, za pomocą dostarczonych narzędzi prawnych, przez samorządy na realizację zadań publicznych im powierzonych (np. usług komunalnych) oraz aktywne uczestnictwo w kształtowaniu polityki klimatycznej na poziomie centralnym.

Mogłoby się wydawać, że polityka klimatyczna jest zagadnieniem odległym od codziennego funkcjonowania samorządu terytorialnego. Nic jednak bardziej mylnego. Wraz z postępującymi zmianami klimatu oraz przekształceniami prawnymi stanowiącymi próbę odpowiedzi na nie, kwestia aktywnego włączenia się samorządu w procesy transformacyjne jest zagadnieniem decydującym o efektywności realizacji podstawowych zadań samorządu, czyli zaspokojenia potrzeb wspólnoty zamieszkującej jego obszar.

Dla zarysowania powyższej problematyki w pierwszej kolejności należy wyjaśnić, co rozumiemy pod pojęciem polityki klimatycznej oraz prawa klimatycznego, jako narzędzia jej realizacji. Nie można bowiem określić możliwości i kierunków działań samorządu na polu klimatycznym bez uprzedniego przedstawienia szerszego kontekstu tych działań. Określone zostaną główne kierunki kształtowania się polityki i regulacji klimatycznych, poczynając od ich głównego źródła tj. prawa międzynarodowego i prawa unijnego. Następnie nakreślone zostaną położenie i uwarunkowania prawne funkcjonowania samorządu terytorialnego w Polsce. Pozwoli to przedstawić te zadania z zakresu administracji publicznej, które wpływają na realizację polityki klimatycznej, a są realizowane przez samorząd terytorialny. Zostaną także wskazane przykładowe narzędzia, dzięki którym samorząd może aktywniej włączać się w proces transformacji klimatyczno-energetycznej. Taka struktura wywodu pomoże pokazać rolę samorządu terytorialnego w całym procesie transformacyjnym.

2. Pojęcie polityki klimatycznej

Polityka klimatyczna odgrywa coraz większą rolę w kształtowaniu treści regulacji prawnych. Dla zrozumienia funkcji, jaką pełnią przepisy prawa odnoszące się do ochrony środowiska w wymiarze klimatycznym oraz związane z transformacją energetyczną, najpierw trzeba wyjaśnić, czym w ogóle jest „polityka

klimatyczna”. Pod tym pojęciem należy rozumieć całość działań, w szczególności władczych, realizowanych na różnych szczeblach przez organizacje międzynarodowe oraz państwa, nakierowanych na zmniejszenie negatywnego wpływu działalności człowieka na klimat oraz zwiększanie odporności społeczeństwa na zmiany klimatu, które już nastąpiły. Innymi słowy władze państwowe dostrzegają pewien problem społeczny polegający na negatywnym wpływie człowieka na klimat oraz na konsekwencjach wynikających z tego wpływu i podejmują (lub nie) działania mające rozwiązywać ten problem. Całość tych podejmowanych lub niepodejmowanych działań stanowi składową polityki klimatycznej.

Działania w ramach polityki klimatycznej nakierowane na ochronę klimatu koncentrują się w znacznej mierze na ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych do atmosfery (przeciwdziałanie zmianom klimatu) oraz wdrażaniu działań służących przygotowywaniu się do efektów zmian klimatycznych, które już zaszły (adaptacja do zmian klimatu). Jednym z głównych narzędzi umożliwiających wdrażanie polityki klimatycznej są regulacje prawne tworzące wiążące reguły społeczne wpisujące się w założenia prowadzonej polityki (Woerdman i in., 2021, s. 12). Tym samym, przyjmując pewne cele polityczne, które adresują problemy społeczne, potrzebujemy narzędzi urzeczywistniających te cele, a prawo – jako system mający kształtować zachowania społeczne – jest kluczowym elementem zapewniającym efektywność wdrażanych polityk, w tym przypadku polityki klimatycznej. Efektywność tych narzędzi jest jednak nierozzerwalnie związana z efektywnością samej administracji, która może stanowić albo katalizator, albo hamulec dla procesów transformacyjnych (Sokołowski i in., 2023).

3. Międzynarodowe źródła prawa ochrony klimatu

Zespół norm prawnych tworzących ramy regulacyjne polityki klimatycznej nazywamy „prawem klimatycznym” lub też „prawem ochrony klimatu”. Źródła i początku prawa klimatycznego należy poszukiwać w prawie międzynarodowym, które w latach 70. i 80. XX w. coraz wyraźniej zaczęło uwypuklać problematykę wpływu człowieka na klimat (Pallemmaerts i Williams, 2006). W 1988 r. powstał Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (ang. Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) mający zapewnić empiryczne podstawy weryfikacji procesu zmian zachodzących w klimacie i antropogenicznego wpływu na nie. Natomiast w 1992 r. podpisana została w Rio de Janeiro *Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*¹ stanowiąca podstawy do

¹ Ramowa konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzona w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r. (Dz.U. z 1996 r. Nr 53, poz. 238).

pogłębiania współpracy międzynarodowej w obszarze wspólnych wysiłków na rzecz ograniczenia emisji gazów cieplarnianych do atmosfery. Ramowa Konwencja z Rio de Janeiro zapoczątkowała coroczne spotkania państw-sygnatariuszy znane pod akronimem „COP” (ang. Conferences of the Parties), mające trzykrotnie miejsce także w Polsce: w 2008 r. w Poznaniu, w 2013 r. w Warszawie oraz ostatni raz w 2018 r. w Katowicach. W ramach tych corocznych spotkań podejmowane są działania na arenie międzynarodowej, nakierowane na zapobieganie zmianom klimatu.

Szczególne rolę dla prawa klimatycznego odegrały COP 3 mające miejsce w Kioto w 1997 r. oraz COP 21 w Paryżu z 2015 r. Decyzje zapadające w Kioto (ich treść stanowiła Protokół z Kioto² uzupełniający Ramową Konwencję z Rio de Janeiro) po raz pierwszy zobowiązały państwa do redukcji emisji gazów cieplarnianych, określając listę gazów podlegających redukcji. Natomiast ustalenia zawarte w Paryżu (sformalizowane w porozumieniu paryskim³) stanowiły zobowiązanie państw-sygnatariuszy do podjęcia działań zmierzających do powstrzymania do końca obecnego stulecia globalnego wzrostu temperatury poniżej 2 stopni Celsjusza w stosunku do poziomu sprzed epoki przemysłowej⁴. Warto podkreślić, że zarówno Protokół z Kioto, jak i porozumienie paryskie zostały podpisane nie tylko przez wszystkie państwa członkowskie Unii Europejskiej, ale także przez Unię Europejską jako całość, gdzie unijne władze zobowiązały się do realizacji celów polityki klimatycznej.

4. Wpływ prawa unijnego na rozwój prawa klimatycznego

Początek intensyfikacji działań regulacyjnych i rozwoju prawa klimatycznego w Unii Europejskiej zwykle datowany jest na 29 kwietnia 1998 roku. Taka dokładność datowania spowodowana jest tym, że to właśnie tego dnia przedstawiciele unijni podpisali Protokół z Kioto w imieniu całej ówczesnych członków Wspólnoty Europejskiej⁵. Działania regulacyjne z zakresu prawa klimatycznego

² Protokół z Kioto do Ramowej Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzony w Kioto dnia 11 grudnia 1997 r. (Dz.U. z 2005 r. Nr 203, poz. 1684).

³ Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, sporządzonej w Nowym Jorku dnia 9 maja 1992 r., przyjęte w Paryżu dnia 12 grudnia 2015 r. (Dz.U. z 2017 r., poz. 36).

⁴ Pojawiający się często w ramach regulacji prawa klimatycznego cenzus epoki przemysłowej (II połowa XVIII w.), kiedy to na masową skalę zaczyna upowszechniać się wykorzystanie silnika parowego zasilanego paliwami kopalnymi.

⁵ Europejska Wspólnota Gospodarcza (inaczej *Wspólnota Europejska*) była jedną z trzech wspólnot prekursorskich Unii Europejskiej. Od 2009 r. formalnie występuje Unia Europejska

można spotkać także wcześniej, jednak ze względu na ograniczoną skalę i ich liczbę dopiero Protokół z Kioto traktowany jest jako swoisty przełom w zakresie działań proklimatycznych Unii Europejskiej (Jordan, Rayner, 2010).

5. Europejski Zielony Ład

Model podejmowania inicjatyw o charakterze politycznym w obszarze polityki klimatycznej, następnie przekładanych na działalność regulacyjną i tworzenie oraz zmienianie przepisów prawa można doskonale zaobserwować na poziomie prawodawstwa unijnego. Jedną z fundamentalnych inicjatyw Komisji Europejskiej ostatnich lat było przedstawienie w 2019 r. strategii *Europejski Zielony Ład*⁶ (ang. *European Green Deal*, EGD). EGD stanowił kompleksową wizję transformacji gospodarki Unii Europejskiej w celu zrównoważenia wykorzystania zasobów i ustanowienia jej liderem „zielonej transformacji”. Miernikiem tego celu jest osiągnięcie neutralności emisyjnej gazów cieplarnianych netto całej Unii Europejskiej do 2050 roku⁷. Bezpośrednio w samej treści EGD Komisja Europejska dostrzegła kluczową rolę regulacji we wdrażaniu założonego celu. EGD wskazuje również na znaczenie współpracy władz krajowych z władzami regionalnymi i lokalnymi, prowadzenia działań włączających lokalną społeczność w działania polityki klimatycznej, a także wzmacniania pozycji społeczności lokalnych. To deklaratywne dostrzeżenie roli lokalnych władz oraz społeczności obywatelskich ma swoje konsekwencje w całym procesie transformacji klimatyczno-energetycznej w postaci zwiększania liczby narzędzi umożliwiających samorządom aktywną partycypację, przy jednoczesnym sprzężeniu ze wzrostem obowiązków wynikających z procesu transformacji, zwłaszcza w kontekście potrzeby dostosowania się do nowych wymogów prawnych.

oraz jedyna nadal funkcjonująca z tych trzech wspólnot, tj. Europejska Wspólnota Energii Atomowej. Te zmiany nazewnicze są wynikiem i ewolucji zachodzącej w rozwoju współpracy europejskiej.

⁶ Komunikat Komisji Europejskiej, *Europejski Zielony Ład*, Bruksela, dnia 11 grudnia 2019 r., COM (2019) 640 final.

⁷ Neutralność emisyjna gazów cieplarnianych netto nie oznacza braku emisji gazów cieplarnianych, lecz możliwość zbilansowania emisji z pochłanianiem naturalnym (np. przez zasoby leśne) oraz opartym na technice (np. zatłoczenie i magazynowanie w strukturach geologicznych).

6. Europejskie prawo o klimacie i Plan *Gotowi na 55*

Sercem regulacyjnym EGD jest rozporządzenie 2021/1119 w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej⁸ (Europejskie Prawo o Klimacie). Europejskie Prawo o Klimacie ustanawia kluczowy z punktu widzenia prowadzenia dalszych polityk cel neutralności emisyjnej netto do 2050 roku. Tym samym EGD przekuwa to zadanie w wiążący cel prawny nie tylko dla samych organów unijnych, lecz także dla poszczególnych państw członkowskich⁹. Europejskie Prawo o Klimacie potwierdza również niezbędność aktywnego zaangażowania samorządów oraz społeczności lokalnych w proces transformacji klimatyczno-energetycznej. Wskazuje m.in. na obowiązek Komisji Europejskiej do współpracy z przedstawicielami władz regionalnych oraz lokalnych, a także partnerów społecznych, niezbędnej dla „sprawiedliwej” i „uczciwej” społecznej transformacji (art. 9). Szczególnie interesujący może wydawać się fakt, że taki obowiązek wielopoziomowego dialogu z samorządami został nałożony również na władze państw członkowskich Unii Europejskiej, które powinny omawiać cele unijne w zakresie klimatu oraz krajowe scenariusze polityki energetyczno-klimatycznej (art. 13 pkt 5). Oba te elementy są przejawem wcześniej opisanego trendu, który z jednej strony dąży do zwiększania roli partycypacji lokalnej w kreowaniu polityki klimatycznej, z drugiej zaś multiplikuje obowiązki prawne nakładane na regionalnych i lokalnych interesariuszy w ramach szeroko rozumianych regulacji klimatycznych.

Doskonałym przykładem nowych obowiązków regulacyjnych wpływających na funkcjonowanie wspólnot samorządowych jest pakiet regulacji procedowanych w ramach inicjatywy *Gotowi na 55*¹⁰ (ang. *Fit for 55*). Pakiet ten niesie ze sobą szereg nowych obowiązków prawnych nakładanych bezpośrednio na samorządy terytorialne np.: obowiązek poprawy efektywności energetycznej w budynkach

⁸ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie) (Dz. Urz. UE L z 2021 r. Nr 243, str. 1).

⁹ Należy pamiętać, że cel ten nie oznacza, że każde państwo członkowskie ma osiągnąć neutralność emisyjną netto w 2050 r., lecz UE jako całość.

¹⁰ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, „*Gotowi na 55*”: osiągnięcie unijnego celu klimatycznego na 2030 r. w drodze do neutralności klimatycznej, Bruksela, dnia 14 lipca 2021 r., COM (2021) 550 final.

instytucji publicznych (art. 6 Dyrektywy 2023/1791¹¹), a także pośrednio oddziałujący na władze lokalne, np.: obowiązek zwiększania udziału źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie (art. 23 Dyrektywy 2018/2001¹²).

Biorąc pod uwagę fakty przedstawione dotychczas, można stwierdzić, że regulacje prawa klimatycznego są zagadnieniem, które w głównej mierze pozostaje w zainteresowaniu organizacji międzynarodowych lub bezpośrednio władz na szczeblu centralnym, zaś udział i wpływ samorządu terytorialnego i lokalnych społeczności jest marginalny. Taka konkluzja jest jednak fundamentalnie błędna, a lokalni interesariusze nie tylko mogą aktywnie partycypować w polityce klimatycznej, lecz wręcz będą decydować o powodzeniu całego procesu transformacji klimatyczno-energetycznej.

7. Samorząd terytorialny w polskim systemie administracyjnym

Umieszczenie i rola samorządu terytorialnego w sprawowaniu władzy stanowi przedmiot zainteresowania i normowania najwyższego aktu prawnego w Polsce, jakim jest Konstytucja RP¹³. Wykonywanie zadań publicznych niezastrzeżonych dla organów innej władzy następuje na poziomie samorządowym (art. 163 Konstytucji RP), co oznacza, że działanie na poziomie rządowym (centralnym) jest zarezerwowane dla zadań, których charakter nie pozwala na ich efektywną realizację na poziomie samorządowym (zasada subsydiarności) (Korczak, 2012, s. 200). Podstawową i najniższą (Izdebski, 2020, s. 154–157)¹⁴ jednostką samorządu terytorialnego jest gmina, która realizuje zadania niezastrzeżone dla innych jednostek samorządu terytorialnego (art. 164 Konstytucji RP). Jednym z podstawowych narzędzi umożliwiających realizację władzy publicznej przez samorząd terytorialny oraz zapewniających samodzielność, jest wyodrębniona osobowość prawna, czyli prawna podmiotowość polegająca na możliwości

¹¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. Urz. UE L z 2023 r. Nr 231, str. 1).

¹² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (Dz. Urz. UE L z 2018 r. Nr 328, str. 82; zm.: Dz. Urz. UE L z 2020 r. Nr 311, str. 11, z 2022 r. Nr 41, str. 37 i Nr 139, str. 1, z 2023 r. poz. 2413 oraz z 2024 r. poz. 1405 i poz. 1711).

¹³ Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej z dnia 2 kwietnia 1997 r. (Dz.U. z 1997 r. Nr 78, poz. 483, z 2006 r. Nr 200, poz. 1471 oraz z 2009 r. Nr 114, poz. 946).

¹⁴ Najniższosc należy rozumieć jako znajdowanie się najbliższej wspólnoty samorządowej, ze względu na fakt, iż gminy są najmniejszymi jednostkami organizacyjnymi samorządu, a nie jako pośledni charakter.

bycia podmiotem praw i obowiązków oraz ich kształtowania w ramach czynności prawnych (art. 165 ust. 1 Konstytucji RP).

Z punktu widzenia systematyki wszystkie zadania samorządu terytorialnego można dychotomicznie podzielić na „zadania własne” oraz „zadania zlecone” (art. 166 Konstytucji RP). Pod pojęciem zadań własnych należy rozumieć te zadania, które służą zaspokajaniu podstawowych, zbiorowych potrzeb wspólnoty samorządowej, natomiast zadania zlecone to zadania, które realizowane są przez administrację rządową, jednak ze względów pragmatycznych i efektywnościowych zostały powierzone do realizacji jednostkom samorządu terytorialnego. Podział zadań na własne i zlecone ma istotne znaczenie praktyczne, m.in. w odniesieniu do sposobu ich finansowania czy też zakresu odpowiedzialności za ich realizację. Zadania własne nie są wyodrębniane jako jakościowo inne zadania niż zadania administracji rządowej. Należy bowiem podkreślić, że zadania realizowane zarówno przez samorząd terytorialny, jak i przez administrację rządową są zadaniami z zakresu administracji publicznej (Olejniczak-Szałowska, 2000, s. 3–4). Wyróżnione są jako te, które można realizować na poziomie lokalnym.

Dla umiejscowienia samorządu terytorialnego w polskim porządku prawnym, poza Konstytucją RP, kluczowe znaczenie mają trzy ustawy samorządowe określające strukturę i ustrój samorządu terytorialnego w Polsce: ustawa o samorządzie gminnym z 1990 r.¹⁵ (UsSGmi), ustawa o samorządzie powiatowym z 1998 r.¹⁶ (UsSPow) oraz ustawa o samorządzie województwa z 1998 r.¹⁷ (UsSWoj). Na marginesie należy zauważyć, że dodatkowo istotnym aktem prawnym dla określenia sposobu wykonywania władzy na obszarze województwa jest ustawa z 2009 r. o wojewodzie i administracji rządowej w województwie¹⁸, regulująca działalność terenowej administracji rządowej. Tworzona w ten sposób struktura samorządowa ma charakter trójstopniowy z podziałem na: gminy (wspólnoty samorządowe), powiaty (lokalne wspólnoty samorządowe) i województwa (regionalne wspólnoty samorządowe).

Błędem byłoby postrzeganie poszczególnych szczebli administracji samorządowej, a następnie administracji rządowej jako organizacji hierarchicznie podległej opartej na następujących po sobie szczeblach podporządkowania realizacji

¹⁵ Ustawa z dnia 8 marca 1990 r. o samorządzie gminnym (Dz.U. z 2024 r., poz. 1456 i 1572; zwana dalej: UsSGmi).

¹⁶ Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie powiatowym (Dz.U. z 2024 r., poz. 107; zwana dalej: UsSPow).

¹⁷ Ustawa z dnia 5 czerwca 1998 r. o samorządzie województwa (Dz.U. z 2024 r., poz. 566; zwana dalej: UsSWoj).

¹⁸ Ustawa z dnia 23 stycznia 2009 r. o wojewodzie i administracji rządowej w województwie (Dz.U. z 2023 r., poz. 190).

zadań publicznych. Nie zachodzi zatem proces podległości przy wykonywaniu zadań gminy pod powiat, powiatu pod województwo, a województwa pod administrację rządową. Na każdym poziomie jednostki samorządu terytorialnego są od siebie niezależne w sferze organizacyjnej, z odrębnymi osobowościami prawnymi, zadaniami i finansowaniem. Nie pozostają oczywiście jednak niezależne w sferze wykonywanych zadań, ponieważ nakładane na nich obowiązki w zakresie zaspokajania zbiorowych potrzeb mieszkańców skonstruowane są w oparciu o uzupełnianie się oraz wymagają koordynacji działań. Natomiast administracja rządowa sprawuje nadzór nad działalnością administracji samorządowej, zgodnie z zasadą legalizmu. Mechanizm ten stanowi ochronę dla wspólnot samorządowych przed ewentualnymi nadużyciami ze strony władzy samorządowej. Taki nadzór nie stanowi naruszenia zasady samodzielności samorządu terytorialnego, bowiem – jak podkreśla się w orzecznictwie – prawna ochrona samodzielności jednostek samorządu terytorialnego nie obejmuje działań bezprawnych¹⁹.

8. Zadania realizowane przez JST

Jak już zostało wskazane, podstawowym zadaniem jednostek samorządu terytorialnego na każdym ze szczebli jest zaspokajanie podstawowych potrzeb jej mieszkańców (wspólnot samorządowych), czyli realizacja zadań własnych. Zadania poszczególnych szczebli jednostek samorządu terytorialnego określone zostały we wcześniej wymienionych: UsSGmi, UsSPow oraz UsSWoj. Określenie danego zadania jako zadania własnego realizowanego na jednym ze szczebli samorządu terytorialnego nie jest równoznaczne z tym, że organy jednostek samorządu terytorialnego mogą domniemywać swoje kompetencje do działań objętych ich zakresem działania²⁰. Jedną z podstawowych zasad funkcjonowania władzy publicznej w Polsce jest zasada legalizmu i praworządności zawarta w art. 7 Konstytucji RP, wskazująca, że działa ona na podstawie prawa i w jego granicach. Oznacza to m.in. potrzebę konkretyzacji zadań własnych jednostek samorządu terytorialnego na gruncie ustaw szczegółowych precyzujących sposób realizacji danego zadania pod kątem konkretnych sytuacji faktycznych, organu upoważnionego, formy działania oraz procedury postępowania administracyjnego.

¹⁹ Wyrok Naczelnego Sądu Administracyjnego z 7 października 1991 r., sygn. akt SA/Wr 841/91, ONSA 1993, nr 1, poz. 5.

²⁰ Wyrok Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Rzeszowie z 27 lutego 2008 r., sygn. akt II SA/Rz 706/07, NZS 2008, nr 3, poz. 53.

9. Zakres działania i zadania gminy w UsSGmi

Zakres działania i zadania gminy określone zostały w rozdziale 2 UsSGmi (art. 6–10). Art. 6 UsSGmi wskazuje, iż do zakresu działania gminy należą wszystkie sprawy publiczne o znaczeniu lokalnym, niezastrzeżone ustawami na rzecz innych podmiotów. Konstrukcja ta jest konsekwencją art. 163 oraz art. 164 Konstytucji RP. Samorząd terytorialny wykonuje zadania niezastrzeżone dla innych władz publicznych, natomiast na poziomie samorządowym to właśnie gmina jest domyślną, w przypadku braku innych uregulowań, jednostką realizacji zadań władzy publicznej. Logika myślenia o gminie jako podstawowej jednostce samorządu terytorialnego odzwierciedlona została także przy konstruowaniu katalogu zadań własnych gminy (art. 7 UsSGmi). Nie jest on katalogiem zamkniętym, a wymienia jedynie przykładowe zadania z zakresu zaspokajania zbiorowych potrzeb, realizowanych przez gminę. Oznacza to tym samym, że brak jakiegoś zadania nie skutkuje automatycznie niemożnością uznania go za zadanie z zakresu zaspokajania zbiorowych potrzeb. Całość tych zadań można podzielić na siedem głównych kategorii (Moll, 2021, s. 194–195): 1) zadania o charakterze użyteczności publicznej, 2) polityka zdrowotna, społeczna i prorodzinna, 3) kultura i kultura fizyczna, 4) ład przestrzenny i ekologiczny, 5) utrzymanie infrastruktury technicznej, 6) bezpieczeństwo wspólnoty samorządowej oraz 7) działalność na rzecz samorządności.

10. Zakres działania i zadania powiatu w UsSPow

W przypadku powiatu zakres działania i jego zadania zostały określone również w rozdziale 2 UsSPow (art. 4–7). Jednak sama konstrukcja tych zadań w sposób istotny różni się od sposobu określania zadań własnych gminy. Art. 4 UsSPow wymienia katalog zadań publicznych realizowanych przez powiat, wskazując jednak, iż wykonywanie tych zadań musi zostać określone w ustawach oraz muszą mieć one charakter ponadgminny.

Zadania realizowane przez powiat, podobnie jak w przypadku gminy, można podzielić na kilka kategorii (Niewiadomski, 2001, s. 61): 1) ponadpodstawowa infrastruktura społeczna, 2) ponadpodstawowa infrastruktura techniczna, 3) porządek publiczny i bezpieczeństwo w wymiarze ponadgminnym, 4) ochrona środowiska i zagospodarowanie przestrzenne o charakterze ponadgminnym oraz 5) działalność organizatorska zmierzająca do rozwiązywania lokalnych problemów. Porównując przedstawiony katalog zadań realizowanych przez powiat z katalogiem zadań realizowanych przez gminę, wyraźnie można dostrzec powielanie się tych samych kategorii zadań. Taka konstrukcja

nie jest przypadkowa, bowiem powiat uzupełniająco realizuje zadania publiczne i wspiera gminę w tych obszarach, gdzie działanie gminne może nie być możliwe ze względu np. na koszty przekraczające możliwość ponoszenia przez jedną gminę. Jest to przejaw realizacji zasady subsydiarności. Dodatkowo art. 4 ust. 2 UsSPow przewiduje, że powiat zapewnia wykonywanie zadań i kompetencji kierowników powiatowych inspekcji, służb i straży.

11. Zakres działania i zadania województwa w UsSWoj

Ostatnim i najwyższym ze szczebli w obrębie samorządu terytorialnego są województwa, których ogólny zakres zadań określony został w rozdziale 2 UsSWoj (art. 11–14), natomiast szczegółowe zadania powierzane są w ramach ustaw szczegółowych. W odróżnieniu od gminy i powiatu zadania powierzone do realizacji na poziomie województwa nie mają charakteru lokalnego, lecz wymagają realizacji na poziomie wyższym, czyli regionalnym. Charakterystyka zadań realizowanych przez samorządy wojewódzkie sprowadza się głównie do wyznaczania kierunków oraz stymulowania rozwoju gospodarczego całego regionu. Dodatkowo, zgodnie z logiką konstruowania systemu administracji samorządowej w Polsce, województwu ustawy mogą powierzyć ten rodzaj zadań, których wykonanie przekracza możliwości lokalnych wspólnot (gminnych i powiatowych) i wymaga działań na poziomie regionalnym.

12. Zadania z transformacji a JST

Analizując zakresy zadań publicznych powierzonych jednostkom samorządu terytorialnego, nie można mieć wątpliwości, że muszą one uwzględniać procesy zachodzące w regulacjach, a wynikające z transformacji klimatyczno-energetycznej (Piecha i in., 2025). Pośrednio taki obowiązek można wywieść już z zadań nałożonych na samorządy w zakresie ochrony środowiska. Gmina (w art. 7 pkt 1 UsSGmi), powiat (art. 4 pkt 13 UsSPow) oraz województwo (art. 14 pkt 8 UsSWoj) realizują zadania związane z ochroną środowiska. Natomiast zasady ochrony środowiska oraz warunki korzystania z jego zasobów, na podstawie art. 1 Prawa ochrony środowiska²¹(POŚ), powinny uwzględniać wymagania zrównoważonego rozwoju. Możliwość stosowania ogólnych

²¹ Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024 r., poz. 54, 834, 1089 i 1222; zwanego dalej: POŚ).

zasad POŚ do prawa klimatycznego wynika z faktu, że regulacje odnoszące się do ochrony klimatu są w znacznej mierze częścią szerszych zakresowo regulacji dotyczących ochrony środowiska. Wpływa to na możliwość i potrzebę stosowania zasad z gałęzi prawa, jaką jest prawo ochrony środowiska (Karski, 2010, s. 444) i stwarza możliwość odwołania się do definicji „zrównoważonego rozwoju”, którą zawiera art. 3 pkt 50 POŚ. Jest to „taki rozwój społeczno-gospodarczy, w którym następuje proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałości podstawowych procesów przyrodniczych, w celu zagwarantowania możliwości zaspokajania podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń”.

Nie tylko jednak obowiązki wynikające z ochrony środowiska potwierdzają tezę o istotnej roli samorządu terytorialnego w procesie transformacji klimatyczno-energetycznej. Tych związków jest zdecydowanie więcej. Przykładowo sposób realizacji przez gminy obowiązku zaopatrzenia mieszkańców gminy w energię elektryczną, ciepłą oraz gaz (art. 7 ust. 1 pkt 3 UsSGmi) będzie oddziaływać na ślad węglowy tych gmin. Podobnie rozbudowa przez powiaty obiektów retencji wodnej poprawiających efektywność zaopatrzenia ludności w wodę (art. 4 ust. 1 pkt 12 UsSPow) czy też działania województw służące rozbudowywaniu transportu zbiorowego i elektryfikacji sektora transportu, np. poprzez poprawę dostępności transportu kolejowego, (art. 14 ust. 1 pkt 10 UsSWoj) nie pozostają bez wpływu na cele i wyzwania polityki klimatycznej oraz związanej z nią transformacji klimatyczno-energetycznej.

Jak już zostało zasygnalizowane, zakres zadań jednostek samorządu terytorialnego wynikający z UsSGmi, UsSPow i UsSWoj wymaga konkretyzacji na podstawie ustaw szczegółowych w ramach kompetencji poszczególnych organów jednostek samorządu terytorialnego²². Nie istnieje zatem jeden zwarty katalog przepisów określających zadania samorządu terytorialnego w kontekście prawa klimatycznego. Stworzenie takiego katalogu nie byłoby zresztą możliwe ze względu na przekrojowość zagadnień i mnogość regulacji odnoszących się do wpływu gospodarki na środowisko, co w doktrynie określane jest mianem prawa klimatycznego *sensu largo* (Szyrski, 2023, s. 51–52; Bojar-Fijałkowski, 2024, s. 39).

²² Zakres działania w ramach wyznaczonych zadań a zakres kompetencji nie są w prawie administracyjnym pojęciami tożsamymi. Zakres zadań to ogólne wskazanie, za co dany podmiot odpowiada i jakie sprawy są w jego zakresie zainteresowania. Natomiast, aby móc realizować te działania, niezbędne są przepisy określające kompetencje, czyli przepisy upoważniające do podjęcia takiego działania i określenie sposobu podejmowania takich działań. Zob. szerzej: Wierzbowski, Wiktorowska (2022, s. 191).

13. Działania samorządowe służące przeciwdziałaniu zmianom klimatu

Ze względu na wcześniej wskazaną przekrojowość zadań realizowanych przez JST, mają one (szczególnie potraktowane łącznie) znaczny wpływ na zmniejszanie negatywnego oddziaływania na środowisko, w tym na klimat. Jeżeli celem polityki klimatycznej jest przeciwdziałanie negatywnym zmianom, w szczególności poprzez obniżenie emisji, to rola JST w jego realizacji może być bardzo istotna. Za najważniejszy obszar działań JST, a jednocześnie dający potencjał największej redukcji emisji, należy uznać zagadnienia dotyczące wykorzystania energii na obszarze samorządu. To właśnie sektor energetyczny odpowiada za około 75% wszystkich światowych emisji gazów cieplarnianych²³.

Przeciwdziałanie zmianom klimatu przez JST w obszarze wykorzystania energii i kształtowanie lokalnej polityki klimatycznej będzie nie tylko możliwe, lecz także wręcz wymagane na podstawie obecnie obowiązujących przepisów. Już ustawy ustrojowe skierowane do poszczególnych szczebli JST dają takie możliwości. Przykładowo do zadań własnych gminy należy m.in. zaopatrywanie wspólnoty samorządowej w energię elektryczną, ciepłą oraz gaz (art. 7 ust. 1 pkt 3 UsSGmi) czy też w zakresie lokalnego transportu zbiorowego (art. 7 ust. 1 pkt 4). Natomiast do zadań powiatu i województwa będą należeć zadania związane z transportem publicznym (art. 4 ust. 1 pkt 6 UsSPow i art. 14 ust. 1 pkt 10 UsSWoj).

Pierwszym przykładem działań, jakie mogą zostać podjęte w sektorze energetycznym przez JST, są kwestie dotyczące dekarbonizacji transportu realizowanego przez JST i na ich obszarze. Szerokie kompetencje daje w tym zakresie ustawa z 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych²⁴. Nakłada ona m.in. obowiązek, aby świadczenie usług komunikacji miejskiej w gminach powyżej 50 tys. mieszkańców realizowane było z co najmniej częściowym udziałem autobusów zeroemisyjnych lub napędzanych biometanem, natomiast gminy powyżej 100 tys. mieszkańców od 1 stycznia 2026 r. nie będą mogły nabywać autobusów do realizacji usług komunikacji miejskiej innych niż zeroemisyjne (art. 36 ust. 1 i 2 UsEiPA)²⁵. Jest to zatem przykład działania w sektorze energetycznym, w którym regulacje na poziomie unijnym i krajowym nakładają konkretny obowiązek na JST. Innym przykładem możliwych działań w sektorze transportu będzie możliwość wyznaczania stref czystego transportu. Gminy mają uprawnienie do

²³ Dane za 2021 r. zebrane na platformie *Climate Watch*. https://www.climatewatchdata.org/ghg-emissions?apcid=0000000000000000000000000000&breakBy=sector&chartType=percent&end_year=2021&start_year=1990 (dostęp: 12.12.2024).

²⁴ Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Dz.U. z 2023 r., poz. 875; dalej: UsPiPA).

²⁵ Przepis jest w procesie zmiany

utworzenia takich stref na swoim obszarze, po których możliwe będzie poruszanie się wyłącznie pojazdami: elektrycznymi, napędzanymi wodorem i napędzanych gazem ziemnym²⁶ (art. 39 ust. 1 UstEiPA). Utworzenie strefy czystego transportu jest zatem prawem, a nie obowiązkiem gminy. Jest jednym z narzędzi mających zachęcać użytkowników pojazdu do zmiany pojazdów na mniej emisyjne²⁷. Jednak przy spełnieniu określonych przesłanek powstanie strefy czystego transportu może mieć charakter obowiązkowy. Chodzi o sytuację, w której w obszarze miejskim zamieszkiwanym przez ponad 100 tys. mieszkańców doszło do przekroczenia dopuszczalnego średniorocznego poziomu dwutlenku azotu (art. 39 ust. 1a UstEiPA).

Innym przykładem obszaru, w którym JST mają znaczne możliwości wywierania wpływu na kształtowanie lokalnego systemu energetycznego, są zagadnienia związane z zaopatrzeniem mieszkańców danej wspólnoty w ciepło. Źródła dostarczanego ciepła można podzielić na dwie główne kategorie: 1) źródła indywidualne ciepła, czyli autonomiczne systemy grzewcze przeznaczone dla pojedynczego lokalu lub budynku oraz 2) źródła systemowe, czyli systemy grzewcze oparte na dostarczaniu ciepła z zazwyczaj scentralizowanych jednostek wytwórczych za pomocą sieci ciepłowniczej.

W przypadku źródeł indywidualnych ciepła JST mogą wpływać na ich wykorzystywanie przez wspólnoty samorządowe za pomocą m.in. aktów prawa miejscowego poprzez tzw. uchwały antysmogowe. Wyznaczają one zasady eksploatacji źródeł ciepła, ograniczając możliwość wykorzystania instalacji niespełniających kryteriów wielkości emisji cząstek stałych. Przykładem takiego aktu prawa miejscowego będzie Uchwała Sejmiku Województwa Mazowieckiego z 2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa mazowieckiego ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw²⁸. Warto podkreślić, iż uchwały antysmogowe stanowią przykład bezpośredniego przenikania prawa klimatycznego stanowionego na poziomie Unii Europejskiej do prawa miejscowego, gdyż w swojej treści wykorzystują odesłanie do norm ustanawianych przez Komisję Europejską i Parlament Europejski w zakresie wymogów eko-

²⁶ Wyłączenie może być szersze i objąć innego rodzaju pojazdy, jeżeli gmina w swojej uchwale tak postanowi (art. 39 ust. 4 UstEiPA).

²⁷ Autor niniejszej części publikacji pragnie wyraźnie podkreślić, że w jego ocenie podobny rodzaj zachęt o charakterze ograniczającym powinien być sprzężony z mechanizmami wyrównującymi szansę spełnienia nakładanych wymogów, przez osoby, których status materialny nie pozwala na samodzielny zakup takich pojazdów. Mechanizmy pomocowe są niezbędne w celu uniknięcia sytuacji, w której pewne obszary wspólnej przestrzeni gminnej będą faktycznie zamykane dla indywidualnego transportu osób uboższych, co może prowadzić do pogłębiającej się gentryfikacji obszarów miejskich.

²⁸ Uchwała nr 162/17 z dnia 24 października 2017 r. w sprawie wprowadzenia na obszarze województwa mazowieckiego ograniczeń i zakazów w zakresie eksploatacji instalacji, w których następuje spalanie paliw (Dz. U. Województwa Mazowieckiego z 2017 r., poz. 9600).

projektu dla kotłów na paliwa stałe²⁹. Istotnym elementem działań JST w sektorze grzewczym będą także programy dofinansowań do wymiany źródeł ciepła, m.in. w ramach programu *Czyste Powietrze*, wspierające modernizację źródeł ciepła i termomodernizację budynków. Dodatkowe szanse i wyzwania wynikające z polityki klimatycznej pojawiają się w JST posiadających ciepłownię lub elektrociepłownię. Ciepło systemowe może odegrać znaczącą rolę przyspieszającą proces dekarbonizacji na obszarze samorządu terytorialnego (Sokołowski, 2020, s. 99–101). Potencjał ten dostrzegany jest także przez Unię Europejską, w związku z czym w ramach pakietu *Fit for 55* pojawił się szereg przepisów mających akceleroować procesy transformacyjne w sektorze ciepłownictwa systemowego.

JST posiadają również szereg innych narzędzi pozwalających wpisywać się przy realizacji powierzonych im zadań w kierunku polityki klimatycznej oraz prowadzić procesy dekarbonizacyjne zmierzające do ograniczenia wpływu lokalnej wspólnoty na klimat. Przykładem może być wymiana oświetlenia ulicznego na umożliwiające poprawę efektywności energetycznej, instalacja paneli fotowoltaicznych na budynkach samorządowych czy instalacja recyklatów w celu lepszego wykorzystania odpadów i umożliwienia recyklingu surowców.

14. Przykładowe narzędzia dostępne JST dla operacjonalizacji polityki klimatycznej

W kontekście prowadzenia transformacji klimatyczno-energetycznej oraz wdrażania konkretnych działań na obszarze JST szczególną rolę będą odgrywać dokumenty o charakterze strategiczno-planistycznym. Do takich będzie można zaliczyć wszystkie inicjatywy podejmowane przez organy JST poszczególnych szczebli, a nakierowane na wyznaczenie konkretnych celów na przyszłość w zakresie zadań JST, kształtujących kierunki tych działań oraz docelową wizję uznaną za optymalną w ramach obszarów wpływających na prowadzenie polityki klimatycznej. Dokumenty te mogą być ściśle związane z kwestami klimatyczno-energetycznymi, jak np.: plany zaopatrzenia w ciepło, energię elektryczną i paliwa gazowe przygotowywane przez gminy (art. 20 Prawa energetycznego³⁰) czy miejskie plany adaptacyjne (art. 18a Prawa ochrony środowiska³¹). Mogą to być również doku-

²⁹ Rozporządzenie Komisji (UE) 2015/1189 z dnia 28 kwietnia 2015 r. w sprawie wykonania dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE w odniesieniu do wymogów dotyczących ekoprojektu dla kotłów na paliwo stałe (Dz. Urz. UE L z 2015 r. Nr 193, str. 100; zm.: Dz. Urz. UE L z 2016 r. Nr 346, str. 51).

³⁰ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz.U. z 2024 r., poz. 266, 834 i 859; zwana dalej: PrEnerg).

³¹ Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz.U. z 2024 r., poz. 54, 834, 1089, 1222, 1847, 1853, 1881, 1914, 1940 i 1946 oraz z 2025 r., poz. 303).

menty dedykowane innym celom niż klimatyczno-energetyczne, ale ze względu na swoją treść mocno wpływające na realizację zadań JST w omawianym zakresie. Przykładem mogą być miejscowe plany zagospodarowania przestrzennego (art. 14 Ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu³²) czy też strategie rozwoju ponadlokalnego (art. 10g UsSGmi). Dodatkowo JST w zakresie swoich kompetencji mogą przyjmować inne dokumenty nietworzące w ramach regulacji ustawowych odrębnej, wyróżnionej kategorii, lecz adresujące wyzwania specyficzne dla danej wspólnoty samorządowej, czego przykładem mogą być plany transformacji jak *Terytorialny Plan Sprawiedliwej Transformacji Województwa Śląskiego 2030*³³.

Innym przykładem narzędzi umożliwiających operacjonalizację i realizację zadań wpisujących się w politykę klimatyczną są różne formy zdecentralizowanych kooperatyw energetycznych: klastry energii (art. 2 pkt 15a UsOZE³⁴), spółdzielnie energetyczne (art. 2 pkt 33a UsOZE) czy obywatelskie społeczności energetyczne (art. 3 pkt 13f Prawa energetycznego). Stanowią one swoiste połączenie tradycji europejskich form spółdzielczych (Szyrski, 2021) ze współczesnym trendem decentralizacji i demokratyzacji systemów energetycznych (Sokołowski, 2018). Korzyści płynące z wykorzystania formuły zdecentralizowanych kooperatyw energetycznych przez JST można podzielić na dwie główne kategorie. Pierwsza kategoria to korzyści o szeroko rozumianym charakterze planistycznym. Każdy z wymienionych formatów umożliwia JST na lepsze dostosowanie działań w obszarze energetyki do lokalnych uwarunkowań. Model transformacji energetycznej jest w sposób nierozzerwalny związany z charakterystyką energetyczną danej JST oraz wyzwaniami z tym związanymi. Odmienne potrzeby i możliwości będą występować w małej gminie miejskiej na obszarze Górnego Śląska, a odmienne w agrarnym powiecie na Warmii. Tym samym zdecentralizowane kooperatywy energetyczne umożliwiają JST określenie kierunków dalszego rozwoju w obszarze energetyki, a także w obszarach powiązanych, jak ochrona środowiska, gospodarka wodna itd. Drugą kategorią korzyści płynących z wykorzystania zdecentralizowanych obywatelskich społeczności energetycznych są benefity przewidziane przez prawodawcę, wynikające z partycypacji na rynku energii w takiej formule. Przykładowo w ramach spółdzielni energetycznej istnieje możliwość wykorzystania sieci jako pewnej formy magazynu energii opartej na systemie *net-meteringu* i obniżeniu w ten sposób znacząco kosztów tak zmagazynowanej i pobranej energii, zaś w przypadku kla-

³² Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym (Dz.U. z 2024 r., poz. 1130).

³³ Załącznik 1 do Uchwały Zarządu Województwa Śląskiego Nr 2326/383/VI/2022 z dnia 21 grudnia 2022 r.

³⁴ Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (Dz.U. z 2024 r., poz. 1361 i 1847; zwana dalej: UsOZE).

strów energii zmniejszenia opłat dystrybucyjnych i braku poboru opłaty OZE oraz opłaty kogeneracyjnej, co przyczynia się do ostatecznie niższej ceny energii dla członków klastra³⁵.

15. Podsumowanie

Polityka klimatyczna ma charakter wielowymiarowy. Sprowadzenie związku pomiędzy polityką klimatyczną i narzędziami transformacji klimatyczno-energetycznej a funkcjonowaniem samorządu terytorialnego wyłącznie do realizacji wąskich obowiązków, jak np. udziału w zamówieniach publicznych autobusów zeroemisyjnych, byłoby znacznym uproszczeniem. Jednostki samorządu terytorialnego mają do odegrania znaczną rolę we wdrażaniu celów polityki klimatycznej w życie oraz moderowania tych procesów w ramach społeczności lokalnych oraz regionalnych.

Podstawowe pytanie, jakie można byłoby postawić w tym kontekście brzmi: „Czy warto angażować się w te procesy?”. Odpowiedź wydaje się jednoznaczna: tak. Wychodząc poza uzasadnienie o charakterze moralnym, związane z odpowiedzialnością za stan środowiska i wpływ człowieka na klimat, można wskazać na korzyści o charakterze czysto partykularnym. Aktywne uczestnictwo w procesach transformacyjnych to możliwość przyciągnięcia nowych inwestorów, efektywniejsza realizacja powierzonych zadań publicznych, obniżenie kosztów funkcjonowania JST wynikających z cen na rynku energii, poprawy lokalnego stanu środowiska czy też lepszy dialog ze wspólnotą samorządową. Ostatecznie bowiem skuteczność polityki klimatycznej jest zależna od codziennych decyzji podejmowanych przez społeczności, których samorząd jest najbliższym wyrazicielem.

Bibliografia

- Bojar-Fijałkowski, T. (2024). Unijna taksonomia jako potencjalny warunek pomocy państwa dla przedsiębiorców – uwagi na gruncie gospodarczego prawa środowiska. *Studia Prawnoustrojowe*, 63, 35–47.
- Izdebski, H. (2020). *Samorząd terytorialny. Pionowy podział władzy*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.
- Jordan, A., Rayner, T. (2010). The evolution of climate policy in the European Union: a historical overview. W: A. Jordan, D. Huitema, H. van Asselt, T. Rayner, F. Berkhout (red.), *Climate Change Policy in the European Union*. Cambridge: Cambridge University Press

³⁵ Istnieje bogata krajowa literatura w przedmiocie korzyści płynących z wykorzystania zdecentralizowanych kooperatyw energetycznych. Przykładowo zob.: Sokołowski (2020); Marzec (2023); Kmiec, Pawełczyk (2024).

- Karski, L. (2010). Istota prawa zmian klimatu. W: L. Karski, I. Grochowska (red.), *Zmiany klimatu a społeczeństwo*. Warszawa: C.H. Beck.
- Kmieć, J.K., Pawełczyk, M.P. (2024). Różnice między społecznościami energetycznymi a tradycyjnymi uczestnikami rynku energii. *internetowy Kwartalnik Antymonopolowy i Regulacyjny*, 13(3), 8–18, <https://doi.org/10.7172/2299-5749.IKAR.3.13.1>
- Korczak, J. (2012). Konstytucyjne podstawy struktury i funkcji samorządu terytorialnego. W: R. Hauser, Z. Niewiadomski, A. Wróbel (red.), *Konstytucyjne podstawy funkcjonowania administracji publicznej*, tom 2, Warszawa: C.H. Beck.
- Marzec, T. (2023). Rozwój energetyki obywatelskiej na obszarach wiejskich w Polsce, „Przegląd Prawa Rolnego”, 1(32), 61–80. <https://doi.org/10.14746/ppr.2023.32.1.4>
- Moll, T. (2021). Komentarz do art. 7. W: B. Dolnicki (red.), *Ustawa o samorządzie gminnym. Komentarz*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.
- Niewiadomski, Z. (2001). *Samorząd terytorialny. Ustrój i gospodarka*. Bydgoszcz–Warszawa: Oficyna Wydawnicza Branta.
- Olejniczak-Szałowska, E. (2000). Zadania własne i zlecone samorządu terytorialnego. *Samorząd Terytorialny*, 12, 3–13.
- Pallemaerts, M., Williams, R. (2006). Climate change: the international and European policy framework. W: M. Peeters, K. Deketelaere (eds.), *EU Climate Change Policy. The Challenge of New Regulatory Initiatives*. Edward Elgar Publishing.
- Piecha, J., Kanas, J.K., Mikusek, P. (2025). Central and Local Government Participation in Decentralised Smart City Development Tools as a Manifestation of Modern Methods of Administrative Tasks. W: M.M Sokołowski, F. Shimp (red.), *The Energy Transition in Japan. Smart Cities and Smart Solutions*. Routledge.
- Sokołowski, M.M. (2018). *European law on the energy communities: A long way to a direct legal framework*. *European Energy and Environmental Law Review*, 27(2), 60–70.
- Sokołowski, M.M. (2020). *European Law on Combined Heat and Power*. Routledge
- Sokołowski, M.M. (2020). Renewable and Citizen Energy Communities in the European Union: How (Not) to Regulate Community Energy in National Laws and Policies. *Journal of Energy & Natural Resources Law*, 38(3), 289–304. <https://doi.org/10.1080/02646811.2020.1759247>
- Sokołowski, M.M., Lauri, C., Okem, A.E., Olivera, B., Tsuji, Y., Mikusek, P. (2023). Institutional Dimensions of the Just Energy Transition: Reflecting the Role of Energy Justice in Public Administration. *Global Energy Law and Sustainability*, 4(1–2), 177–201. <https://doi.org/10.3366/gels.2023.0099>
- Szyrski, M. (2021). Ruch spółdzielczy w energetyce. Nowe trendy w energetyce lokalnej. *Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny*, 83(3), 183–197.
- Szyrski, M. (2023). Climate Law in European Union legislation. Does it already exist? *Ruch Prawniczy, Ekonomiczny i Socjologiczny*, 85(3), 43–54. <https://doi.org/10.14746/rpeis.2023.85.3.04>
- Wierzbowski, M., Wiktorowska, A. (2022). Rodzaje jednostek organizacyjnych w systemie administracji publicznej. W: J. Jagielski, M. Wierzbowski (red.), *Prawo administracyjne*. Warszawa: Wolters Kluwer Polska.
- Woerdman, E., Roggenkamp, M., Holwerda, M. (2021). *Essential EU Climate Law*. Edward Elgar Publishing.

CZĘŚĆ III. ZAGADNIENIA LOKALNE, ORGANIZACYJNE I SPOŁECZNE

ROZDZIAŁ 10

Adaptacja miast do zmian klimatu

mgr inż. BARBARA RAJKOWSKA

Łukasiewicz – Instytut Chemii Przemysłowej

barbara.anita.rajkowska@gmail.com

ORCID: 0009-0005-1060-3459

Streszczenie

Zmiany klimatu są faktem i obserwujemy je na co dzień, a badania naukowe potwierdzają, że przyspieszyły wraz z rozwojem przemysłu. Naukowcy ostrzegają także, że zmiany, które dziś potrafimy rozpoznać, wywołają kolejne zmiany w systemach przyrodniczych i społecznych, których jeszcze nie potrafimy przewidzieć. Miasta są obszarami jednymi z najbardziej wrażliwych na zmiany klimatu. To w nich najsilniej odczuwane są skutki ekstremalnych zdarzeń, takich jak deszcze nawalne czy huragany. Mimo niepewności, jak będzie wyglądało życie w miastach za pół wieku, niezbędne jest już dzisiaj odpowiednie, uwzględniające politykę adaptacyjną, zarządzanie miastem. Zwłaszcza, że według prognoz w ciągu najbliższych kilku dekad miasta będą podlegały intensywnemu rozwojowi. Podstawą wszystkich działań powinna być świadomość, że adaptacja do zmian klimatu jest równoznaczna z ochroną naszego zdrowia, a w wielu przypadkach również życia. To także ograniczanie kosztów likwidacji skutków uszkodzenia mienia i infrastruktury.

Słowa kluczowe: adaptacja do zmian klimatu, miasta inteligentne, smart city, zarządzanie miastem.

1. Wprowadzenie

Wszystkich mieszkańców Ziemi jest ponad 8 mld (8 195 630 060 w chwili pisania tego rozdziału)¹ i stale nas przybywa. Prawie 60% ludności żyje w miastach, a w europejskich miastach ponad 74% (tymczasem 200 lat temu było mniej niż 3%)². Miasta zajmują 3% powierzchni Ziemi. Jako mieszkańcy planety zużywamy rocznie znacznie więcej zasobów, niż Ziemia jest w stanie natu-

¹ <https://www.worldometers.info/watch/world-population/>

² <https://www.national-geographic.pl/ludzie/najwieksze-miasta-swiata-gdzie-mieszkaj-najwiecej-ludzi/>

ralnie odnowić i emitujemy znacznie więcej odpadów, niż jest w stanie wchłoniąć. Na obecnym poziomie konsumpcji ludzkość potrzebuje ok. 1,7 razy tyle zasobów i usług ekosystemowych, ile Ziemia może odnowić w ciągu roku. Potocznie mówi się, że potrzebujemy ponad 1,7 Ziemi (praktycznie dwie planety), aby zaspokoić nasze potrzeby. To powoduje, że żyjemy na ekologiczny kredyt, który zaciągamy wobec planety i przyszłych pokoleń. W 2024 r. Dzień Długu Ekologicznego³ przypadł dla Polski już 28 kwietnia, a w roku 2025 był to 3 maja⁴. Mimo że miasta zajmują niewielki procent powierzchni Ziemi, mają istotny wpływ na zmianę klimatu. W miastach, zwłaszcza największych, stale przybywa mieszkańców. Podlegają one gwałtownej urbanizacji, co ma wpływ m.in. na nadmierną eksploatację środowiska, w tym wycinkę lasów i niszczenie siedlisk przyrodniczych. Miasta odpowiadają także za około 60–70% zużycia energii⁵ i ok. 75% emisji związków węgla. Jednocześnie pełnią kluczową funkcję w rozwoju społeczno-gospodarczym i generują przeważającą część dochodu narodowego. To w nich koncentrują się ważne dla rozwoju funkcje społeczne, polityczne, administracyjne, gospodarcze i kulturowe. Z uwagi na zwartą zabudowę, rozwój infrastruktury i zagęszczenie ludności, to jednak właśnie miasta są najbardziej wrażliwe na skutki zmiany klimatu.

2. Inteligentne miasto – smart city

Jednym ze sposobów zaangażowania miast w działania na rzecz klimatu może być wykorzystywanie koncepcji inteligentnego miasta, tj. wykorzystywanie najnowszych technologii dla usprawniania jego funkcjonowania. O smart city mówi się, że jest to miasto przyszłości, które powinno być odporne na różne, dotyczące dzisiejsze miasta, kryzysy, takie jak ubóstwo, przestępczość, bezrobocie, degradacja środowiska i m.in. zmiany klimatu. Wykorzystanie koncepcji smart city może stać się jednym ze sposobów zaangażowania miast w działania na rzecz klimatu.

A czym właściwie jest „inteligentne miasto”? Według ośrodka badawczego MIT (Massachusetts Institute of Technology) zajmującego się problematyką

³ Dzień Długu Ekologicznego (ang. Earth Overshoot Day – to symboliczna data w roku, w której ludzkość zużyła już wszystkie zasoby naturalne, jakie Ziemia jest w stanie odnowić w danym roku)

⁴ <https://overshoot.footprintnetwork.org/newsroom/country-overshoot-days/>

⁵ Komunikat 04/2021 interdyscyplinarnego Zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy prezie PAN na temat zagrożeń miast wobec kryzysu klimatycznego, 04.10.2021. Pozyskano z: https://klimat.pan.pl/wp-content/uploads/2021/11/Komunikat_04_2021_nt-miast-wobec-kryzysu-klimatycznego_FIN_FIN.pdf

„smart city”, a dokładnie według profesora Williama Mitchella to pojęcie można określić jako: 1) inteligencję mieszczącą się w połączeniu coraz bardziej skutecznych cyfrowych sieci telekomunikacyjnych (porównywanych do nerwów), 2) wszechobecnie występujące inteligencje (porównywane do mózgów), 3) czujniki i znaczniki (porównywane do narządów zmysłów), 4) oprogramowanie (porównywane do wiedzy i kompetencji poznawczych) (Mitchell, 2007). Inteligentne miasto ma na celu poprawę dobrostanu swoich mieszkańców, przedsiębiorstw, organizacji i administratorów przez świadczenie usług cyfrowych, które przyczyniają się do lepszej jakości życia. Te usługi mogą pomóc w lepszym zarządzaniu zasobami, takimi jak energia czy woda, monitorowaniu i ograniczaniu lokalnego ruchu drogowego i zanieczyszczeń, a także w pracach nad bardziej ekologicznymi sposobami oświetlenia i ogrzewania budynków. Mogą również oznaczać bardziej interaktywną i responsywną administrację miejską, zaangażowanie obywateli w podejmowanie decyzji i kształtowanie polityki, bezpieczniejsze przestrzenie publiczne oraz zaspokajanie potrzeb starzejącego się społeczeństwa i osób z niepełnosprawnością⁶. Według Nicosy Komninosa za inteligentne miasta uważa się obszary (gminy, powiaty, miasta), które składają się z: 1) kreatywnej populacji, która realizuje działania intensywnie wykorzystując wiedzę, 2) efektywnie działających instytucji i procedur w zakresie tworzenia wiedzy, umożliwiających jej nabywanie, adaptację i rozwój, 3) rozwiniętej infrastruktury szerokopasmowej, cyfrowych przestrzeni, e-usług oraz narzędzi on-line do zarządzania wiedzą, 4) udokumentowanej zdolności do innowacji, zarządzania i rozwiązywania problemów, które pojawiają się po raz pierwszy (Komninos, 2008). Natomiast Boyd Cohen, ekspert ds. inteligentnych miast, twierdzi, aby było „inteligentne”, musi się wpisywać w agendę zrównoważonego rozwoju, a wręcz wskazuje, że aby jakiegokolwiek miasto aspirowało do bycia inteligentnym miastem, musi być poważnie zaangażowane w stawianie się zrównoważonym (Cohen, 2019).

Wraz z rozwojem wiedzy na temat smart city, przy wdrażaniu w miastach tej idei, pojawiła się potrzeba zwymiarowania tego sposobu zarządzania. W wyniku pojawiającej się potrzeby, został zaproponowany podział na wymiary (filary) inteligentnego miasta. Najczęściej stosowany model Smart City Rudolpha Giffingera wyróżnia sześć grup: inteligentne środowisko, inteligentna jakość życia, inteligentna gospodarka, inteligentna mobilność, inteligentne zarządzanie, inteligentni ludzie (The Institute, 2021). Podobną klasyfikację przyjął Boyd Cohen w swojej (jednej z najbardziej popularnych) koncepcji Smart City Wheel⁷. Prezentuje ją tabela 10.1.

⁶ <https://digital-strategy.ec.europa.eu/en/policies/smart-cities-and-communities>

⁷ https://www.researchgate.net/figure/The-Smart-city-wheel-by-Boyd-Cohen_fig3_317269039

Tabela 10.1. Filary inteligentnego miasta

Filary inteligentnego miasta	Inteligentna mobilność <i>smart mobility</i>	Zróżnicowany dostęp modalny; czysta i niezmotoryzowana mobilność; zintegrowane ICT
	Inteligentne środowisko <i>smart environment</i>	inteligentne budynki; zarządzanie zasobami; planowanie przestrzenne
	Inteligentne zarządzanie <i>smart governance</i>	usługi internetowe; infrastruktura; otwarty rząd
	Inteligentna gospodarka <i>smart economy</i>	możliwości; wydajność; lokalne i globalne wzajemne powiązania
	Inteligentna jakość życia <i>smart living</i>	zdrowie; bezpieczeństwo; kultura i szczęście
	Inteligentni ludzie <i>smart people</i>	edukacja; inkluzywne społeczeństwo; kreatywność

Źródło: opracowanie własne na podstawie Cohen (2012).

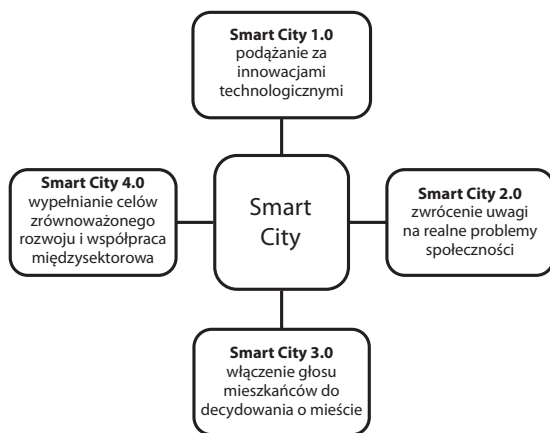
W raporcie ThinkCo *Innowacyjne miasta, życie, praca i mieszkanie jutra* (Bojęć, 2023) wskazano, że „Miasta to ogromnie złożone organizmy i aby skutecznie nimi zarządzać, należy brać pod uwagę rozmaite konteksty, procesy i potrzeby.” Tam też wskazano sześć bardziej rozbudowanych filarów inteligentnego miasta, co może wynikać ze specyfiki analizowanych przez autorów miast (tabela 10.2).

Tabela 10.2. Filary inteligentnego miasta 2

Filary inteligentnego miasta	Środowisko naturalne	brak zanieczyszczeń; ochrona środowiska; zrównoważone zarządzanie zasobami
	Jakość życia	dobre warunki zdrowotne; poczucie bezpieczeństwa; jakościowe mieszkalnictwo; placówki edukacyjne; obiekty kulturalne; atrakcyjność turystyczna; spójność społeczna
	Kapitał społeczny	wysokie i różnorodne kwalifikacje; dostęp do edukacji przez całe życie; różnorodność społeczna; elastyczność; kreatywność; kosmopolityzm; aktywny udział w życiu publicznym
	Konkurencyjność gospodarcza	innowacyjny duch; przedsiębiorczość; produktywność; elastyczność rynku pracy; zdolność do transformacji; międzynarodowy charakter gospodarki; wartościowa marka miasta
	Zarządzanie i partycypacja	udział mieszkańców w podejmowaniu decyzji; rozwinięte usługi publiczne i społeczne; przejrzyste zarządzanie; przemyślane strategie polityczne
	Transport	dobra dostępność lokalna; połączenia międzynarodowe; zrównoważone, innowacyjne i bezpieczne systemy transportowe

Źródło: opracowanie własne na podstawie Bojęć (2023).

Do niedawna eksperci mówili o trzech generacjach smart city (Cohen, 2015), dzisiaj miasta aspirują do bycia inteligentnymi miastami 4.0. (zob. rysunek 10.1).

Rysunek 10.1. *Smart city – kolejne odsłony*

Źródło: opracowanie własne na podstawie: Cohen (2015) i Bojć (2023).

Smart city 1.0 to inteligentne miasta, będące w najwcześniejszej fazie kreowania, zaprojektowane w taki sposób, aby wykorzystywać nowoczesne technologie informatyczne do rozwiązywania problemów miejskich (oświetlenia, ruchu ulicznego i innych). Inicjatorami wykorzystania nowoczesnych technologii są firmy sektora ICT.

Smart city 2.0 to miasto wsparte technologią – to faza rozwoju inteligentnych miast z decydującą rolą administracji publicznej, ale bez zaangażowania mieszkańców. W tym przypadku inicjatorami wykorzystania nowoczesnych technologii są władze lokalne – zarządzający miastem, którzy coraz bardziej koncentrują się na technologiach, które umożliwiają poprawę jakości życia.

Smart city 3.0 to model oparty na twórczym zaangażowaniu obywateli – faza, w której władze lokalne zachęcają mieszkańców do korzystania z nowoczesnych technologii, umożliwiają im także tworzenie własnych rozwiązań technologicznych (włączanie we współdecydowanie o dalszym modelu działania miasta). Udział obywateli w procesach decyzyjnych powoduje, że realizowanych jest więcej tzw. projektów „czułych” społecznie, czyli takich, na które mieszkańcy są szczególnie wrażliwi, np. dotyczących kwestii środowiskowych, nierówności społecznych czy też wykluczenia.

Smart city 4.0⁸ mają cechy wszystkich poprzednich faz i są mocno skupione na realizowaniu celów zrównoważonego rozwoju ONZ, aktywnie współpracują z podmiotami publicznymi i prywatnymi dla większej efektywności i nowych metod finansowania.

⁸ <https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/smart-city-4-0-nowoczesne-technologie-zrownowazony-rozwoj-13050.html>

Smart city – inteligentne miasto – powinno wykorzystywać najnowsze technologie, które mają wpływać pozytywnie na jakość życia mieszkańców miast, a także pomagać w zarządzaniu miastem. Najważniejsze korzyści, jakie wiążą się z życiem w smart city, to poprawa jakości życia na wielu płaszczyznach – od zwiększenia efektywności transportu publicznego i prywatnego, przez zwiększone bezpieczeństwo publiczne, po energooszczędności, i co za tym idzie – mniejsze koszty życia. Przekształcenie miejscowości w smart city może poprawić lokalną sytuację ekonomiczną, zapewnić nowe miejsca pracy, a także przyciągnąć najlepszych specjalistów z danej dziedziny. Z uwagi na fakt, że nie ma jednej definicji inteligentnego miasta, dla lepszego zrozumienia można przyjąć definicję Jacka Mikuckiego, która głosi, że jest to „(...) miasto, które wykorzystuje technologie informacyjne i komunikacyjne oraz inne nowoczesne narzędzia do optymalizacji życia mieszkańców oraz zarządzania miastem” (Mikucki, 2018, s. 3). Prawidłowe podejście do budowania inteligentnego miasta opisał Ben Green w swojej książce *The Smart Enough City* (Green, 2020) (zob. rysunek 10.2).

Rysunek 10.2. Wystarczająco inteligentne miasto



Źródło: opracowanie własne na podstawie Green (2020).

3. Zintegrowane zarządzanie miastem

Mimo że w ostatniej dekadzie bardzo na popularności zyskała idea smart city, to w dalszym ciągu istnieje wiele miast, które dopiero aspirują do bycia „smart”.

Intensywny rozwój oraz ilość wyzwań, z jakimi mierzą się miasta, mogą wpływać negatywnie na jego funkcjonowanie. Dlatego rozwojem miast należy w odpowiedni sposób zarządzać. Jedną z polityk, która powinna zostać uwzględniona w systemie zarządzania miastem i pozytywnie wpływać na sprawne jego funkcjonowanie, jest polityka adaptacyjna. Adaptacja do zmian klimatu jest częścią inteligentnego rozwoju miasta i jest istotna w całym systemie zarządzania miastem. Należy jednak pamiętać, że postępujące zmiany klimatu to nie jedyne wyzwania stojące przed miastami. W Nowej Karcie Lipskiej (MFIPR, 2020) wskazano także: utratę różnorodności biologicznej, niedobór zasobów, procesy migracyjne, zmiany demograficzne, szybko zmieniające się systemy gospodarcze, wzrost nierówności w europejskich społeczeństwach, a także przepaść cyfrową i m.in. utratę prywatności.

Zintegrowane zarządzanie miastem to zarządzanie oparte na koordynacji kluczowych obszarów polityki miejskiej z punktu widzenia czasu, przestrzeni i przedmiotu działania. Zarządzanie zintegrowane (w tym tworzenie strategii i polityk miejskich) musi odbywać się przy aktywnym udziale wszystkich osób i instytucji zaangażowanych w proces rozwoju miejskiego.

Zintegrowane zarządzanie miastem: wspiera pełnienie przez miasto wszystkich funkcji (gospodarczej, mieszkaniowej, nauki, pracy, wypoczynku), w sposób jak najmniej konfliktowy i spełniający wymagane prawnie lub pożądane standardy; dąży do najlepszego wykorzystania i ochrony zasobów ludzkich, przyrodniczych, kulturowych, gospodarczych; prowadzi do kształtowania zintegrowanej przestrzeni miasta i dobrej jakości przestrzeni publicznych; uwzględnia ponadlokalne cele publiczne i funkcje miasta w regionalnych i krajowych strukturach przestrzennych; zmierza do integracji wszystkich użytkowników miasta (Ciupa, 2017). Efektywne zarządzanie miastem opiera się na informacji, którą można uzyskać dzięki szybkiemu dostępowi do wiarygodnych danych. Dane, w tym przestrzenne, powinny być gromadzone w sposób systematyczny, stały i uporządkowany. W kierowaniu i ocenie efektów działalności w zakresie usług miejskich oraz jakości życia, a także w analizach i porównaniach stopnia rozwoju oraz określania potrzeb poszczególnych miast, może miastom być pomocna PN-ISO 37120. Norma ISO 37120⁹ *Zrównoważony rozwój społeczny – Wskaźniki usług miejskich i jakości życia* – definiuje kompleksowy zestaw wskaźników, które mogą być wykorzystane przez miasta różnej wielkości do mierzenia i kontrolowania poziomu rozwoju pod kątem społecznym, gospodarczym oraz środowiskowym.

⁹ <https://www.pkn.pl/norma-pn-iso-37120>

4. Zarządzanie infrastrukturą miejską i środowiskiem

Istotnymi elementami zarządzania miastem są także: zarządzanie infrastrukturą miejską oraz zarządzanie środowiskiem. Zarządzanie infrastrukturą wpływa na jakość życia mieszkańców oraz na atrakcyjność inwestycyjną danego terenu.

Warto zacząć od zdefiniowania tych pojęć. Infrastruktura miejska to zespół obiektów, urządzeń i usług, które wspierają funkcjonowanie miasta i zapewniają jego mieszkańcom dostęp do podstawowych potrzeb. Zarządzanie infrastrukturą powinno być wspierane systemami elektronicznymi, ponieważ pozwala to m.in. optymalizować koszty zarządzania miastem (tabela 10.3).

Tabela 10.3. Infrastruktura miejska

Infrastruktura miejska	Transport	obejmuje systemy komunikacji miejskiej, takie jak autobusy, tramwaje, metro, trolejbusy, a także infrastrukturę drogową, kolejową i rowerową. Dobra komunikacja ułatwia życie mieszkańcom.
	Edukacja	szkoły, uczelnie wyższe i placówki oświatowe mają wpływ na atrakcyjność danego obszaru dla rodzin z dziećmi oraz na rozwój społeczności lokalnej.
	Służba zdrowia	szpitale, przychodnie, apteki i inne placówki medyczne są niezbędne dla zapewnienia opieki zdrowotnej mieszkańcom miasta
	Usługi	sklepy, restauracje, kawiarnie, banki, poczty, urzędy i inne instytucje świadczące usługi dla mieszkańców
	Rekreacja i kultura	parki, place zabaw, obiekty sportowe, teatry, kina, galerie sztuki i inne miejsca służące rozwojowi kulturalnemu i rekreacji mieszkańców
	Bezpieczeństwo	służby porządkowe, straż pożarna, policja i inne instytucje odpowiedzialne za utrzymanie porządku i bezpieczeństwa w mieście
	Media i technologie	sieci telekomunikacyjne, dostęp do internetu, telewizja kablowa i inne usługi technologiczne wspierające życie mieszkańców
	Usługi komunalne	infrastruktura wodociągowo-kanalizacyjna, gospodarka odpadami

Źródło: opracowanie na podstawie <https://majewska.pl/slownik/infrastruktura-miejska/>.

Z kolei „(...) Zarządzanie środowiskiem to korzystanie, użytkowanie, ochrona i kształtowanie środowiska – złożony system z licznymi narzędziami (regulacje prawne, strategie, programy, plany) i instrumentami (instrumenty prawno-administracyjne, procedury administracyjne, instrumenty ekonomiczne i społecznego oddziaływania). Procesy te przebiegają w sferach społecznej, gospodarczej i przyrodniczej, co oznacza, że zarządzanie nimi musi obejmować wiele działań (od edukacji ekologicznej społeczeństwa, przez narzędzia proekologicznej reorientacji gospodarki, do rekomendacji dotyczących sposobu gospodarowania w konkretnych ekosystemach). Obiektem zarządzania środowiskiem jest społeczeństwo, gospodarka i środowisko” (Bąk, 2021, s. 16; 48).

5. Adaptacja miast do zmian klimatu

Kolejne raporty Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu (IPCC, 2023) podkreślają, że zmiana klimatu postępuje i obejmuje częstsze oraz bardziej intensywne zdarzenia ekstremalne, często powodujące straty. Dlatego niezbędne jest szybkie dostosowywanie się człowieka i gospodarek do nowych wyzwań.

„Szósty raport IPCC podkreśla, że obserwowana obecnie zmiana klimatu, której najbardziej ewidentnym przejawem jest globalne ocieplenie, jest wynikiem działalności ludzkiej. W ostatnim dziesięcioleciu (2011–2020) globalna temperatura powierzchni Ziemi była około 1,1°C wyższa niż w okresie przedprzemysłowym (1850–1900). Jeśli proces ten będzie nadal postępował w obecnym tempie, może doprowadzić do katastrofalnych zaburzeń w funkcjonowaniu wielu systemów społeczno-ekologicznych, w tym obszarów miejskich” (Malinowski, 2021). Do powyższego trzeba jeszcze dodać nie do końca poznany wpływ zmian klimatu na zdrowie człowieka. „Szacowany przez Światową Organizację Zdrowia wpływ klimatu na zdrowie w okresie 2030–2050 wyniesie ponad 250 tys. przedwczesnych zgonów każdego roku. Liczba ta może być jednak zaniżona, gdyż szacunki nie uwzględniają szkód gospodarczych związanych z upałami, powodzią oraz z niedoborem wody. Istotną rolę w ocenie ryzyka zdrowotnego odgrywają interakcje między zmianą klimatu a innymi trendami mającymi wpływ na zdrowie publiczne, takimi jak poziom ubóstwa, migracje, gęstości zaludnienia i zmiany demograficzne” (Skotak, 2022).

Miasta pochłaniają coraz więcej zasobów, wytwarzają coraz więcej odpadów, emitują coraz więcej dwutlenku węgla, borykają się z konsekwencjami zmiany klimatu, a także z problemami gospodarczymi i społecznymi. Aby zmniejszyć swoją wrażliwość na czynniki klimatyczne, miasta muszą podejmować działania adaptacyjne do zmian klimatu, zwłaszcza że zagrożeń dotyczących je, a mających wpływ na jakość i bezpieczeństwo życia jest znacznie więcej niż kilkanaście lat temu (tabela 10.4).

Z uwagi na coraz częściej występujące zjawiska ekstremalne, takie jak nawalne opady powodujące podtopienia, fale upałów, susze czy huragany będące konsekwencją zmiany klimatu, w miastach odczuwane są coraz częściej skutki tych zjawisk, w tym finansowe. Jak wskazano w *Atlasie skutków zjawisk ekstremalnych* (Siwiec, 2022 s. 17) „(...) Skutki zjawisk ekstremalnych możemy sklasyfikować jako bezpośrednie oraz pośrednie. Skutki bezpośrednie są możliwe do określenia poprzez wycenę szkód (np. zniszczenie infrastruktury, mienia, upraw itd.). Skutki pośrednie, w tym makroekonomiczne, dotyczą funkcjonowania osób i podmiotów gospodarczych (np. skutki zdrowotne, w tym psychologiczne, ograniczenie zatrudnienia i w konsekwencji przychodów, zaniechanie działalności gospodarczej, wstrzymanie dostaw, pogłębienie nierówności

Tabela 10.4. Główne zagrożenia dla miast

Główne zagrożenia dla miast	Miejska Wyspa Ciepła (MWC)*	zjawisko klimatyczne polegające na występowaniu wyższej temperatury powietrza w mieście w porównaniu z terenami otaczającymi miasto. MWC powstaje w wyniku właściwej miastom struktury funkcjonalno-przestrzennej – nagromadzenia powierzchni sztucznych, niewielkiego udziału terenów zieleni miejskiej oraz osłabionego przewietrzania. Materiały, takie jak beton, asfalt, cegła, pochłaniają więcej promieni słonecznych, niż ich odbijają, a następnie oddają energię, podwyższając temperaturę w otoczeniu. Dodatkowo do podniesienia temperatury powietrza w mieście doклада się aktywność człowieka – ogrzewanie i klimatyzowanie w budynkach, ruch samochodowy, produkcję towarów. MWC może wzmacniać fale upałów i noce tropikalne.
	Fale upałów, wysokie temperatury	wysokie temperatury oraz fale upałów (temperatura przez 3 dni z rzędu osiąga lub przewyższa 30°C), są bardzo niebezpieczne zwłaszcza dla grup wrażliwych, takich jak: niemowlęta, małe dzieci, kobiety w ciąży, osoby niesamodzielne oraz w wieku podeszłym, rekonwalescenci, chorzy przewlekłe – zwłaszcza ze schorzeniami układu sercowo-naczyniowego, nerwowego oraz chorzy na cukrzycę
	Susza, deficyt wody, pożary	wysoka temperatura i brak opadów prowadzą często do suszy i deficytów wody, co może skutkować brakiem wystarczającej ilości wody dla ludzi i środowiska
	Silny wiatr, huragan	huragany mogą powodować szkody materialne, a także stanowić zagrożenie zdrowia i życia
	Silne ulewy, podtopienia i powódzie	podtopienia i powódzie mogą pojawić się m.in. z uwagi na wysoki stopień uszczelnienia/zabetonowania miasta i brak zieleni – w wyniku krótkotrwałych, ale gwałtownych opadów, zwiększonej częstości i intensywności, niesprawnego lub niewydolnego systemu odprowadzania wód opadowych; stanowią zagrożenie dla życia i zdrowia ludzi oraz ich mienia

* <https://klimada2.ios.gov.pl/miejskie-wyspy-ciepla/>.

Źródło: opracowanie własne.

społecznych, wzrost długu publicznego itp.)”. Straty spowodowane naturalnymi zjawiskami ekstremalnymi są ogromne. Szacuje się, że tylko w samej Polsce wyniosły w latach 2001–2019 ponad 180 mld zł (Siwiec, 2022, s. 17). Najkosztowniejszą klęską żywiołową na świecie był Huragan Katrina, który w 2005 r. dotknął południową część Stanów Zjednoczonych i spowodował straty w wysokości 480 mld zł (125 mld dolarów). Natomiast największą katastrofą naturalną, jaka nawiedziła powojenną Polskę, była powódź w 1997. Na skutek intensywnych opadów, które na początku lipca pojawiły się w południowej części Polski, Czechach i Austrii, wylały rzeki: Nysa Łużycka, Nysa Kłodzka, Odra, Widawa oraz górna Wisła. W wyniku powodzi zginęło w Polsce 56 osób. Dach nad głową straciło 7 tys. ludzi. Woda zniszczyła lub uszkodziła 680 tys. mieszkań, 4 tys. mostów, 613 kilometrów wałów przeciwpowodziowych i 500 tys. hektarów upraw (Siwiec, 2022, s. 17).

Koszty zjawisk ekstremalnych również pokazują, że pilnie potrzebne jest podejmowanie działań adaptacyjnych, które pozwolą m.in. zwiększyć bezpieczeństwo ludzi, mienia i infrastruktury, a także uniknąć strat.

6. Działania adaptacyjne

Adaptacja miasta do zmian klimatu to proces dostosowywania miasta do rzeczywistych i oczekiwanych zmian klimatu oraz łagodzenie ich negatywnych skutków, w tym ekstremalnych zjawisk meteorologicznych i hydrologicznych oraz długofalowych zmian warunków klimatycznych (Instytut Ochrony Środowiska, 2023). Natomiast działanie adaptacyjne służy przystosowaniu miasta do zmian klimatu, które może mieć charakter techniczny (m.in. realizacja adaptacji w środowisku poprzez budowę i rozwój systemu błękitno-zielonej infrastruktury, zwiększanie retencji, rozszczelnienie powierzchni), organizacyjny (m.in. tworzenie, przegląd i aktualizacja dokumentów strategicznych i planistycznych, działania skierowane na wzmacnianie służb ratowniczych), jak również informacyjno-edukacyjny (to m.in. działania nakierowane na budowanie wiedzy – tworzenie platform wymiany wiedzy i sieci współpracy w zakresie adaptacji, ale także działania ukierunkowane na budowę systemów ostrzegania i informowania społeczeństwa o zagrożeniach związanych z klimatem, np. o falach upałów czy nawałnicach) (tabela 10.5).

Tabela 10.5. Przykładowe działania adaptacyjne

Przykładowe działania adaptacyjne	Zdrowie/Zarządzanie kryzysowe	1. Wsparcie służb ratowniczych i organów zarządzania kryzysowego w zakresie reagowania w sytuacji wystąpienia zagrożeń klimatycznych 2. Zakup wyposażenia i sprzętu dla służb ratunkowych oraz organów zarządzania kryzysowego. 3. Zakup systemów zasilania awaryjnego dla podmiotów wymagających stabilności dostaw energii. 4. Rozwój lokalnego systemu monitorowania i ostrzegania przed zagrożeniami klimatycznymi. 5. Kształtowanie świadomości oraz pozytywnych zachowań w sytuacji wystąpienia zagrożeń klimatycznych.
	Gospodarka wodna	1. Optymalizacja zużycia i zwiększenie efektywności wykorzystania wody na obszarze gminy. 2. Wprowadzenie rozwiązań błękitno-zielonej infrastruktury (BZI). 3. Wprowadzanie rozwiązań umożliwiających gospodarce wykorzystanie wody opadowej w obiektach użyteczności publicznej. 4. Wprowadzenie technologii wodooszczędnych w budynkach użyteczności publicznej. 5. Rozszczelnianie powierzchni na obszarach zasilania poziomów wodonośnych.
	Edukacja	1. Tworzenie programów edukacyjnych o zmianach klimatu i adaptacji do skutków tych zmian. 2. Promowanie włączania do programów kształcenia na poziomie podstawowym oraz ponadpodstawowym problematyki adaptacji do zmian klimatu. 3. Promowanie włączania do programów kształcenia na poziomie wyższym problematyki adaptacji do zmian klimatu. 4. Kampanie edukacyjne skierowane do ogółu społeczeństwa w zakresie zmian klimatu i adaptacji do skutków tych zmian. 5. Tworzenie platform i stron internetowych wymiany wiedzy w zakresie skutków zmian klimatu i adaptacji do zmian klimatu.

Źródło: Katalog działań adaptacyjnych dla samorządów – Instytut Ochrony Środowiska (2023).

Działania mające duży wpływ na poprawę komfortu i bezpieczeństwa w mieście to m.in. błękitno-zielona infrastruktura (BZI), czyli sieć obszarów i obiektów pokrytych roślinnością wraz z wodami, takich jak lasy, mokradła, zbiorniki oraz ciek wodne, parki i ogrody, zielone dachy i ściany, ogrody deszczowe, zbiorniki retencyjne i inne. Często są także uzupełnione infrastrukturą techniczną, tzw. szarą infrastrukturą. Razem tworzą warunki do rekreacji i wypoczynku, kształtują lokalną tożsamość i krajobraz.

Opierając się na badaniach zespołu ds. kryzysu klimatycznego PAN (Malinowski i in., 2021), trzeba stwierdzić, że bardzo istotne jest to, że poprzez realizację działań adaptacyjnych zmniejszamy wrażliwość na czynniki klimatyczne i ryzyko. Należy jednak pamiętać, że wraz ze wzrostem ocieplenia będzie spadać efektywność adaptacji. Ponadto niektóre ekosystemy już osiągnęły granice adaptacji (dalsza adaptacja nie jest możliwa). Niestety, pojawia się również niewłaściwie przeprowadzona adaptacja (maladaptacja) (Instytut Ochrony Środowiska, 2023), dlatego tak istotne jest wielosektorowe i długofalowe planowanie adaptacji oraz wdrażanie działań przynoszących korzyści wielu sektorom i systemom. Dobrym narzędziem planowania adaptacji jest opracowanie przez miasto, przy zaangażowaniu wielu interesariuszy, miejskiego planu adaptacji (MPA)¹⁰.

7. Miejski Plan Adaptacji

Miejski Plan Adaptacji przygotowuje miasto na zmiany klimatu, zwiększa jego odporność oraz podnosi potencjał do radzenia sobie w sytuacji zmieniających się warunków klimatycznych. Jest dokumentem o charakterze strategiczno-wdrożeniowym, obejmującym swoim zakresem obszar miasta, mający na celu zmniejszenie podatności miasta na zmiany klimatu, w tym poprawę zdolności przystosowania miasta do zmian klimatu¹¹. Tworzony jest na poziomie lokalnym i ma charakter partycypacyjny.

Działaniami adaptacyjnymi powinny być objęte niemal wszystkie dziedziny życia społecznego i gospodarki, choć różna jest ich wrażliwość na zmiany klimatu. W MPA powinny zostać wskazane sektory i obszary wymagające najpilniejszej interwencji. Na przykładzie 44 dużych miast¹² można powiedzieć, że sektor zdrowie publiczne wymaga naszej uwagi i działań adaptacyjnych. Wszystkie 44 miasta wskazały, że zdrowie publiczne jest sektorem najbardziej

¹⁰ Obowiązek ustawowy dla miast o liczbie mieszkańców 20 tys. i więcej

¹¹ Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy – Prawo ochrony środowiska oraz niektórych innych ustaw

¹² Dla 44 dużych polskich miast opracowane zostały w 2019 r. plany adaptacji do zmian klimatu (MPA) w ramach projektu *Wczujmy się w klimat*, <http://44mpa.pl/>

podatnym na zagrożenia związane ze zmianą klimatu i wymaga najpilniejszej interwencji. Większość miast wskazała także transport i gospodarkę wodną jako sektory bardzo podatne na zagrożenia i wymagające bardzo pilnych działań adaptacyjnych. Kolejne to energetyka, gospodarka przestrzenna i tereny zabudowy mieszkaniowej o wysokiej intensywności.

Podczas przygotowywania planu adaptacji bardzo ważne jest przeprowadzenie oceny ryzyka klimatycznego jako kierunku dla adaptacji. Podstawowe ramy pojęciowe dot. ryzyka klimatycznego przedstawione zostały w raporcie IPCC z 2014 r., natomiast metoda, którą mogą wykorzystać miasta w Polsce, dostępna jest na stronie Klimada 2.0.¹³ (zob. tabela 10.6).

Tabela 10.6. Ryzyko klimatyczne i jego elementy

Ryzyko klimatyczne	Ryzyko względne	jest kombinacją prawdopodobieństwa wystąpienia zagrożeń klimatycznych oraz przewidywanych jego negatywnych skutków (nawiązuje do obecnych i przyszłych skutków, nie uwzględnia zmian w podatności, uwzględnia potencjalne zmiany w ekspozycji).
	Ryzyko rzeczywiste	jest funkcją trzech elementów: zagrożenia, podatności oraz ekspozycji i nawiązuje do obecnych lub przyszłych skutków, może uwzględniać zmiany każdego z 3 elementów
Elementy analizy ryzyka	Zagrożenie	Zagrożenia klimatyczne mogą wpływać negatywnie w sposób zarówno nagły i bezpośredni (np. powodowany występowaniem fal upałów, susz, huraganów, deszczy nawalnych), jak i pośredni, często obserwowany po dłuższym czasie od wystąpienia danego zagrożenia (np. długookresowe zmiany w ekosystemach, stan psychiczny ludzi po utracie mienia i zdrowia). Wysoki poziom zagrożenia nie musi oznaczać wysokiego ryzyka, w szczególności w przypadku braku występowania elementów ekspozycyjnych lub o wysokiej podatności na te zagrożenia na analizowanym obszarze.
	Podatność	O podatności decydować mogą czynniki: społeczne (np. poziom świadomości czy zdolności do zmiany zachowań), ekonomiczne (np. dysponowanie finansami na wzmocnienie odporności infrastruktury, czy dysponowanie odpowiednią technologią adaptacyjną), stanu (np. naturalna odporność ekosystemów na dane zagrożenie) oraz istotność dla funkcjonowania danego elementu w ocenianym systemie (np. możliwość transformacji systemu). W przypadku średniego lub nawet niskiego zagrożenia klimatycznego na analizowanym obszarze, występowanie elementów bardzo podatnych może powodować zwiększony poziom ryzyka.
	Ekspozycja	Ekspozycja na dane zagrożenie klimatyczne dotyczy identyfikacji zjawisk, na które dany obszar jest ekspozycyjny (tj. które oddziałują na mieszkańców, ekosystemy i infrastrukturę oraz powodują zmiany w tych elementach lub w ich funkcjonowaniu). Ekspozycja najczęściej definiuje obecność elementów wrażliwych (o wysokiej podatności) na obszarach występowania danego zagrożenia. Brak elementów ekspozycyjnych na analizowanym obszarze, nawet w przypadku wysokiego zagrożenia klimatycznego oznacza brak ryzyka.

Źródło: opracowanie na podstawie: Siwiec i in. (2022); Instytut Ochrony Środowiska (2023).

¹³ <https://klimada2.ios.gov.pl/ryzyko-zmian-klimatu/>

Planując i realizując politykę adaptacyjną w mieście, warto korzystać z dobrych praktyk, zarówno z tych dotyczących jakości planów adaptacji¹⁴, jak i samych działań adaptacyjnych dostępnych na stronie projektu Klimada 2.0¹⁵.

8. Podsumowanie

Współczesne miasta znajdują się w punkcie krytycznym, w którym tempo urbanizacji, rosnące zużycie zasobów i postępująca zmiana klimatu tworzą splot wyzwań o skali niespotykanej wcześniej w historii. Skutki globalnego ocieplenia – coraz częstsze fale upałów, susze, powodzie, huragany czy miejskie wyspy ciepła – oddziałują nie tylko na środowisko naturalne, lecz także bezpośrednio na zdrowie, życie i bezpieczeństwo mieszkańców. Straty liczone w setkach miliardów złotych, destabilizacja lokalnych gospodarek, zakłócenia w dostępie do wody i energii, a także narastające nierówności społeczne pokazują, że adaptacja do nowych warunków jest nie tyle wyborem, ile koniecznością.

Koncepcja inteligentnego miasta (smart city) oferuje narzędzia, które – jeśli są wdrożone z wizją i odpowiedzialnością – mogą stać się fundamentem tej adaptacji. Wykorzystanie nowoczesnych technologii, zintegrowanych systemów zarządzania danymi i rozwiązań infrastrukturalnych, takich jak błękitno-zielona infrastruktura, pozwala łączyć ochronę środowiska z poprawą jakości życia. Smart city 4.0 to nie tylko technologia – to model, w którym władze lokalne, sektor prywatny, organizacje społeczne i sami mieszkańcy współtworzą rozwiązania odpowiadające na potrzeby współczesnych miast, zachowując zgodność z celami zrównoważonego rozwoju.

Kluczem do sukcesu jest zintegrowane zarządzanie, które obejmuje zarówno działania techniczne (np. retencja wód, rozszczelnianie powierzchni, systemy ostrzegania), jak i organizacyjne (aktualizacja dokumentów strategicznych, wzmacnianie służb ratowniczych) oraz edukacyjne (budowanie świadomości klimatycznej). Centralnym narzędziem tego procesu powinny być Miejskie Plany Adaptacji, oparte na rzetelnej ocenie ryzyka klimatycznego i uwzględniające specyfikę lokalnych zagrożeń.

Przyszłość miast zależy od tego, czy uda się połączyć innowacje technologiczne z mądrym, długofalowym planowaniem, a także z aktywnym zaangażowaniem mieszkańców w procesy decyzyjne. Adaptacja to inwestycja w zdrowie, bezpieczeństwo i dobrobyt obecnych oraz przyszłych pokoleń – jej brak

¹⁴ <https://www.nature.com/articles/s42949-023-00085-1/figures/2>

¹⁵ Katalog dobrych praktyk adaptacyjnych (Instytut Ochrony Środowiska, 2023).

będzie oznaczał rosnące koszty, większe straty i utratę odporności na kryzysy. Miasta, które już dziś podejmą odważne, skoordynowane działania, będą w stanie nie tylko przetrwać, ale i rozwijać się w warunkach zmieniającego się klimatu.

Bibliografia

- Bąk, J. (2021). *Environmental, engineering, Zarządzanie środowiskiem i zarządzanie środowiskowe*. Kraków: Politechnika Krakowska.
- Bojć, T. (2023). *Innowacyjne miasta, życie, praca i mieszkanie jutra*. Warszawa: thinkco.
- Ciupa, S. (2017). *Fundusze Europejskie*. Pozyskano z: https://www.funduszeuropejskie.gov.pl/media/46142/Transformacja_smartcity_Szymon_Ciupa.pdf
- Cohen, B. (2012). The Smart City Wheel. Pozyskano z: <http://www.zoomsmartcities.com/2017/speakers/boyd-cohen/?lang=en>
- Cohen, B. (2015). *Fast Company*. Pozyskano z: <https://www.fastcompany.com/3047795/the-3-generations-of-smart-cities>
- Cohen, B. (2019). *Boyd Cohen on the future of smart*. Pozyskano z: <https://www.beesmart.city/en/smart-city-blog/smart-city-leaders/boyd-cohen-interview-future-of-smart-cities>
- Green, B. (2020). *The Smart Enough City*. The MIT Press.
- Instytut Ochrony Środowiska – Państwowy Instytut Badawczy. (2023). *Podręcznik adaptacji dla miast. Wytyczne do przygotowania Miejskiego Planu Adaptacji do zmian klimatu. Aktualizacja 2023*. Warszawa: IOS-PIB. Pozyskano z: https://klimada2.ios.gov.pl/wp-content/uploads/2023/09/Podrecznik-adaptacji-dla-miast_aktualizacja-2023_compressed.pdf
- IPCC. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Geneva, Switzerland. <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- Komninos, N. (2008). *Intelligent Cities and Globalisation of Innovation Networks*. Routledge.
- Malinowski, S. i in. (2021). *Komitet ds. Kryzysu Klimatycznego PAN*. Pozyskano z: <https://klimat.pan.pl/pierwsza-czesc-raportu-ipcc-po-polsku/>
- MFIPR. (2020). *Nowa Karta Lipska*. Warszawa. Pozyskano z: <https://www.gov.pl/web/fundusze-regiony/nowa-karta-lipska-i-agenda-terytorialna-ue-2030-przyjete-przez-ministrow-krajow-wspolnoty-europejskiej>
- Mikucki, J. (2018). *Media w smart city. Przykład Berlina i Warszawy. Streszczenie pracy doktorskiej*. Warszawa: Uniwersytet Warszawski. Pozyskano z: https://www.wdib.uw.edu.pl/attachments/article/1901/Streszczenie_rozprawy_doktorskiej_Jacek_Mikucki.pdf

- Mitchell, W.J. (2007). Intelligent cities. *UOC Papers: e-Journal on the Knowledge Society*, 5. Pozyskano z: <https://www.uoc.edu/uocpapers/5/dt/eng/mitchell.html>
- Siwiec, E. i. in. (2022). *Klimada 2.0*. Pozyskano z: <https://klimada2.ios.gov.pl/atlas-skutkow-zjawisk-ekstremalnych/>
- Skotak, K. (2022). *TOGETAIR*. Pozyskano z: <https://raport.togetair.eu/czlowiek/ludzie-swiat-klimat/wplyw-zmian-klimatu-na-zdrowie-czlowieka>
- The Institute. (2021). *Smart City Institute*. Pozyskano z: https://www.smart-city.uliege.be/cms/c_6946640/en/the-smart-city-in-6-dimensions

ROZDZIAŁ 11

Strategia zrównoważonej organizacji

dr TOMASZ ROSIAK

Wydział Zarządzania, Uniwersytet Warszawski

tomasz.rosiak@uw.edu.pl

ORCID 0000-0001-8599-3862

Streszczenie

Rozdział poświęcony jest koncepcji zrównoważonej strategii. Wiele wysiłków współczesnych organizacji ukierunkowanych jest na komunikowanie ich stopnia zrównoważenia w wymiarze środowiskowym. Wiele z tych działań można jednak poddać w wątpliwość, a niektóre z nich uznać za nieetyczne praktyki greenwashingu, czyli działań, które są fałszywymi deklaracjami lub takimi, które wprowadzają w błąd, a stwarzają wrażenie ekologiczności produktów. Budowa zrównoważonej organizacji nie musi być jednak przykrą koniecznością dostosowania się do wymogów legislacyjnych. Może stanowić również ważny element budowania przewagi strategicznej, opartej na lepszym dopasowaniu organizacji do oczekiwań jej otoczenia. Niniejszy rozdział poświęcony jest głównym elementom, które powinny zostać wzięte pod uwagę na etapie budowy strategii oraz pokazuje, jak ich konfiguracja może nie tylko przyczyniać się do większego zrównoważenia, lecz także prowadzić do osiągnięcia przewagi nad konkurentami.

Słowa kluczowe: strategia zrównoważonej organizacji, zrównoważona strategia, przewaga konkurencyjna.

1. Wprowadzenie

Od dłuższego czasu można obserwować zwrot w kierunku większego zrównoważenia działalności gospodarczej. Idea społecznej odpowiedzialności przedsiębiorstw (*Corporate Social Responsibility*, CSR) w teorii nauki (nauk o zarządzaniu i jakości, ekonomii, socjologii, psychologii, a w szczególności filozofii, która pierwsza wskazywała na potrzebę etycznego działania człowieka) narodziła się z potrzeby uzasadnienia i usystematyzowania powinności przedsiębiorstw wobec społeczeństwa (Łudzińska, 2024). Dla niektórych zaskoczeniem może być fakt, że konieczność redefinicji fundamentów, na których powinny się opierać światowe gospodarki, była dostrzegana już w latach 60. XX wieku.

Warto w tym kontekście wymienić dokument *Granice wzrostu* (1968) opracowany przez Klub Rzymski. Początkowo wyzwaniom upatrywano w ograniczonych zasobach oraz rosnącej populacji na świecie. Z czasem coraz więcej uwagi poświęcano kwestiom związanym z ociepleniem klimatu, a także kwestiom społecznym. Coraz częściej tematyka zrównoważenia schodziła z poziomu makro na poziom mikro. Wysiłki, a raczej głównie debaty, które prowadzono na ten temat były jednak niewystarczające. Przedsiębiorstwa, próbując dopasować się do potrzeb coraz bardziej świadomej części społeczeństw, często podejmowały działania, które należało uznać niestety za niewystarczające albo jedynie pozorne. Praktyki sprowadzające się do nieraz fałszywych deklaracji lub takich, które wprowadzają w błąd, a stwarzające wrażenie ekologiczności produktów oraz usług nazywane są greenwashingiem. Ta nieetyczna praktyka staje się niestety coraz powszechniejsza.

Z perspektywy legislacji Unii Europejskiej kluczowe znaczenie miały przede wszystkim porozumienie paryskie (2015) oraz Agenda 2030 ONZ (Zgromadzenie Ogólne ONZ, 2015). Celem powziętych ustaleń/zobowiązań było wykreowanie polityk, które zmobilizowałyby państwa i biznes (z czołową rolą sektora finansowego) do większej transparentności w zakresie jego wpływu na obszary, które w negatywny sposób oddziałują na środowisko naturalne (i nie tylko) oraz powzięcie środków zaradczych, które prowadziłyby do większego zrównoważenia. Stanowiły one bodziec do zmian w legislacji Unii Europejskiej i nałożenia na przedsiębiorstwa obowiązku raportowania swojego wpływu w trzech obszarach: *Environmental, Social, Governance* (ESG).

Biznes zareagował na te zmiany w dwojaki sposób. Niektóre firmy zdecydowały się na kompleksowe podejście do zagadnienia i wykorzystanie raportowania ESG do transformacji swojej działalności. Upatrywano w tym szans na lepszą adaptację do zmieniających się oczekiwań społecznych i dzięki temu zwiększenie prawdopodobieństwa przetrwania lub nawet rozwoju działalności przez oparcie na zrównoważeniu swoich przewag konkurencyjnych. Inne zaś podchodzą do kwestii raportowania ESG w sposób minimalistyczny, pokazując tylko to, co konieczne. Niezależnie od podejścia można zauważyć, że następuje pewnego rodzaju zmiana paradygmatu działania. Sprowadza się on do konstatacji, że łatwy, linearny biznes, w którym ekstensywnie i nieetycznie korzysta się z zasobów, musi ulec transformacji.

Odpowiedzią na zmianę dotychczasowego paradygmatu jest nie tylko dostosowanie systemów agregowania danych na temat obszarów, które podlegają raportowaniu ESG, lecz także modyfikacja strategii, które często nazywane są strategią ESG. Co w praktyce oznacza to hasło? Nie jest to do końca jednoznaczne. W wielu przypadkach strategię ESG traktuje się jak kolejną ewolucję działań o charakterze CSR. Takie podejście sugerowałoby, że strategia ESG jest swoistego rodzaju

„dostawką” do strategii organizacji. Rodzi ono wiele ryzyk, wśród których można wskazać pokusę do gromadzenia nadmiarowej liczby danych, które firmy chcą zbierać i raportować. Dość przewidywalną konsekwencją takiego wyboru będzie nadmierna formalizacja (biurokracyzm) i w konsekwencji osłabienie zdolności adaptacyjnych przedsiębiorstwa. Inną możliwą negatywną konsekwencją takiego podejścia może być oskarżenie o wspomniany wcześniej greenwashing.

Alternatywną reakcją na potrzeby raportowania ESG może być natomiast budowa zrównoważonej strategii organizacji, która z jednej strony odpowiadałaby na wymogi legislacji, z drugiej zaś prowadziłaby do większego zrównoważenia biznesu i tym samym mogłaby zwiększać jego konkurencyjność. By okazała się skuteczna, wnioskowanie odnośnie do planowanych kierunków zmian powinno być poprzedzone kompleksowymi analizami, których głównym celem powinny się stać:

- **identyfikacja kluczowych kompetencji**, które dana organizacja posiada – jeśli okażą się one mieć wartość również w przyszłości, powinny zostać na nich oparte najważniejsze zamierzenia strategiczne;
- **identyfikacja słabości** – poznanie słabych stron organizacji pozwoli lepiej zrozumieć, na ile mogą one stanowić barierę dla jej rozwoju. Zwykle w procesie analizy identyfikuje się znaczną liczbę nieefektywności. Istotne jest zrozumienie, które z nich są kluczowe do eliminacji. Nie ma bowiem sensu ani możliwości eliminacji wszystkich;
- **identyfikacja możliwych kierunków rozwoju i szans**, które powinny zostać wykorzystane (najlepiej na podstawie kluczowych kompetencji);
- **identyfikacja zagrożeń** – wnioski, które pozwolą opracować metody działań zaradczych/plany awaryjne wspierające zdolności adaptacyjne organizacji.

Strategia powinna zatem w kompleksowy sposób odpowiadać na pytanie, jak dana organizacja powinna się zmienić, by odpowiedzieć na wyzwania, które mogą pojawić się w przyszłości i jak w tych okolicznościach zająć najbardziej korzystną dla siebie pozycję. Projektując te zmiany, powinno się oczywiście uwzględnić kwestie zrównoważenia. Warto zatem umieć rozróżnić, czym strategia jest, a czym nie jest, oraz rozumieć, jakie są jej kluczowe elementy. Odpowiedź na to pytanie pozwoli uniknąć pułapki, w której chcąc przeprowadzić transformację biznesu, planuje się działania, które ze strategią mają niewiele wspólnego.

2. Podstawowe elementy strategii

Chcąc stworzyć dobrą strategię, która odpowiada na wyzwania współczesnego świata, warto zadbać, by zawierała ona kluczowe elementy, bez których może się okazać, że nie spełni pokładanych w niej nadziei.

Misja

Misja to precyzyjne wyrażenie, w języku zrozumiałym dla pracowników i interesariuszy firmy, dalekosiężnych zamierzeń i aspiracji organizacji (Oblój, 2007, s. 389). Na etapie budowy strategii refleksja nad misją często bywa pomijana lub traktowana jako obowiązek, a nie kluczowy element strategii. Często kadra kierownicza koncentruje się głównie na optymalnym wykorzystaniu wewnętrznych zasobów, by osiągać odpowiednie cele rynkowe. Wydaje się jednak, że dynamika zmian w otoczeniu współczesnych organizacji sprawia, że prace nad tym elementem powinny mieć znacznie większy priorytet. Dyskusja nad misją organizacji odpowiada bowiem na fundamentalne pytanie o sens istnienia firmy i jej rolę dla otoczenia zewnętrznego. Jeśli kierownictwu najwyższego szczebla trudno określić tę rolę, być może jest to poważny sygnał, że dana organizacja w przyszłości nie będzie potrzebna jej interesariuszom, a co za tym idzie powinna się zmierzyć z zagrożeniem egzystencjalnym. Każda funkcjonująca organizacja musi być potrzebna otoczeniu: piekarnia oferować pieczywo, które klienci chcą konsumować, pośrednicy łączyć sprawnie podmioty, które chcą ze sobą współpracować, organizacje charytatywne być wiarygodne i skuteczne w niesionej przez nich pomocy, że darczyńcy decydują się je wspierać itd. Duży dynamizm zmian we współczesnym otoczeniu sprawia, że przewidywanie tego, co będzie potrzebne interesariuszom za 5 lub 10 lat, nie jest takie oczywiste, dlatego praca nad misją powinna stanowić integralną część prac nad każdą strategią niezależnie od rozmiarów organizacji.

Dobra misja powinna być:

- zrozumiała,
- konkretna,
- inspirująca,
- autentyczna i zgodna z DNA firmy.

Jeszcze na początku XXI w. misje formułowane były w kilku zdaniach. Ich intencją było dość precyzyjne sformułowanie aspiracji danej organizacji. Dzięki temu spełniały one kryteria zrozumiałości oraz adekwatności do przedmiotu działalności. Ich wadą było jednak to, że rzadko nawet szczebel kierowniczy był w stanie ją powtórzyć, wyjaśnić pracownikom. Dlatego też współczesne misje są znacznie krótsze i dzięki temu znacznie łatwiej je zakomunikować interesariuszom. Jedną z misji, którą często omawiam na warsztatach z zarządami przedsiębiorstw lub słuchaczami na wykładach, jest misja KGHM S.A., która brzmi: „By zawsze mieć miedź”.

Wywołuje ona zwykle podobne emocje – uśmiech na twarzy. Niektórym podoba się gra słów, inni nieco sceptycznie podchodzą do dość frywolnej gry słów. Gdyby się zastanowić jednak nad jej sensem, czyli założeniem, że zasoby

miedzi są skończone, a jednocześnie jest to surowiec przyszłości wykorzystywany powszechnie w nowoczesnych urządzeniach, można stwierdzić, że posiadanie miedzi jest istotnym zasobem (zwłaszcza dla Skarbu Państwa, który jest udziałowcem KGHM S.A.). Co więcej, misja ta jest na tyle pojemna, że nie precyzuje, czy owa miedź ma pochodzić z wydobywania czy recyklingu – daje więc możliwość na transformację w kierunku większego zrównoważenia. Na koniec jej niezaprzeczalnym atutem jest fakt, że wszystkie osoby, którym ją komunikuję na koniec spotkania, potrafią ją dokładnie powtórzyć – i o to właśnie chodzi w nowoczesnych strategiach. Muszą być one łatwe do wytłumaczenia zarówno dla pracowników, jak i interesariuszy zewnętrznych. Misja może być zorientowana na kwestie zrównoważenia, ważne jest jednak, by nie zawrzeć w niej zwrotów, które mogą stanowić obietnicę bez pokrycia.

Wizja

Jest obrazem przyszłości, która uczestnicy organizacji chcą wykreować (Obłój, 2007, s. 389). Wizja często bywa mylona z misją. Tymczasem odpowiada na zupełnie inne pytania. W odróżnieniu od misji, która w dość ogólny sposób werbalizuje sens istnienia firmy, celem wizji jest zilustrowanie tego, jaką dana organizacja chce się stać w danym horyzoncie strategicznym. Zamiast odpowiadać na pytanie dotyczące misji: „Jaki jest sens naszego istnienia?”, wizja odpowiada zatem na pytanie: „Jaką organizacją chcemy się stać?”. Dotyczyć powinna ona zatem zarówno obsługiwanych rynków, klientów, jak i tego, w jaki sposób tworzone są relacje wewnątrz firmy. Podobnie jak w przypadku misji współczesne wizje są również dość lapidarne. Ważne jest jednak, by odpowiadały na pytanie, w jaki sposób realizowana ma być misja organizacji. Wizja jest kolejnym ćwiczeniem polegającym na wybiegnięciu w przyszłość. Wyobrażając sobie, jaką organizacją chcemy się stać, łatwiej jest określić, co trzeba zmienić w obecnym kształcie funkcjonowania. Dzięki temu kolejne kroki procesu budowy strategii, jak na przykład wyznaczanie celów strategicznych, staną się znacznie łatwiejsze.

Wartości

Zakomunikowanie w strategii wartości, które są i mają być istotne dla organizacji, przynosi zwykle podwójną korzyść. Ich deklaracja jest komunikatem na temat pożądanых postaw wobec pracowników – jeśli obecnie ich oni nie reprezentują, pokaże to kierunek pożądanых zmian. Ze względu na otwarty charakter dokumentu strategii, powinna ona stanowić komunikat nie tylko do organizacji, lecz także do jej otoczenia; komunikacja wartości może okazać się

również istotnym drogowskazem dla kandydatów aplikujących o pracę w organizacji. Dzięki temu będą wiedzieli, czy ich potencjalny przyszły pracodawca wpisuje się również w ich system wartości. Korzyści z tego stanu rzeczy odnoszą nie tylko kandydaci, lecz także sama organizacja poprzez lepsze zrozumienie na etapie procesu rekrutacyjnego.

Wartości, podobnie jak i pozostałe elementy strategii, powinny być wewnętrznie spójne oraz ukierunkowane na działania, które są niezbędne do realizacji, aby mogła zostać osiągnięta wizja organizacji. Nie powinno być ich zatem zbyt wiele i powinny być zorientowane na kluczowe działania, na których ma się opierać wdrożenie strategii. Stanowią one idealne miejsce dla podkreślenia aspiracji organizacji zmierzającej w kierunku większego zrównoważenia.

Domena

Pracując nad określeniem domeny działania, należy odpowiedzieć na cztery główne pytania: „Co?”, „Gdzie?”, „Komu?”, „Jak?”. Pytania te pozwalają zdefiniować odpowiednio:

- **rynek**, który firma chce obsługiwać,
- **klientów** (ich segmenty), na którym firmie zależy,
- **produkt**, który chce firma sprzedawać,
- **technologię sprzedaży** – kanały dystrybucji,

By strategiczne wybory dawały możliwość zajęcia pożądanej pozycji danej organizacji na rynku, wcześniej należy przeprowadzić analizy strategiczne, które pozwolą lepiej zrozumieć kierunki ewolucji oczekiwań klientów organizacji z zakresu oferowanych produktów, sposobów ich oferowania oraz czynników, którymi można się wyróżnić spośród konkurencji. Innymi słowy należy zrozumieć, jak można lepiej zaspokajać ich potrzeby i tym samym ograniczyć negatywny wpływ ewentualnych zawirowań płynących z otoczenia na strategiczne zamierzenia organizacji. Wspomniane analizy powinny doprowadzić również do wniosków na temat silnych stron, wśród których za najważniejsze należy uznać kluczowe kompetencje (Hamel, Prahalad, 1990). To na nich bowiem powinny się opierać przewagi strategiczne, które pokrótce skomentowane są poniżej. By móc je osiągnąć, potrzebna jest oczywiście refleksja nad eliminacją kluczowych słabości, które mogą stać na drodze do realizacji zamierzeń strategicznych.

Istota wnioskowania strategicznego powinna polegać na koncentracji wysiłku organizacji w kierunku jak najlepszego wykorzystania silnych stron i eliminacji słabych, które istotne są z perspektywy pozyskania najbardziej atrakcyjnych segmentów klientów oraz rynków.

Rynek

Pierwszym krokiem, który poprzedzałby dalsze wybory z zakresu domeny działania, powinny być analizy rynkowe, których głównym celem powinno być m.in.:

- ustalenie wielkości rynku,
- ustalenie tempa wzrostu rynku,
- ustalenie fazy cyklu życia rynku,
- ustalenie modelu konkurencji rynkowej,
- ustalenie głównych, najbliższych konkurentów,
- zbadanie kooperantów branżowych,
- badanie sieci dystrybucji,
- określenie ewentualnych produktów substytucyjnych,
- określenie barier wejścia i wyjścia oraz ich siły.

Wnioski z analizy powyżej wymienionych obszarów powinny stanowić zasilenie do procesów decyzyjnych obejmujących nie tylko geograficzny wybór, lecz także wszelkie pozostałe związane z konfiguracją produktów, wyborem odpowiednich segmentów klientów i sposobem dotarcia do nich. Brak odpowiednich badań rynkowych, a co zatem idzie błędne decyzje strategiczne w obszarze domeny działania są jedną z najczęstszych przyczyn upadku start-upów (Colombo i in., 2018; CB Insights, 2024). Wiedza zgromadzona w wyniku badań rynkowych może zatem w istotny sposób obniżyć ryzyko nietrafionych i niespójnych wyborów na dalszych etapach budowy strategii.

Klient

Wybór segmentu klientów, które dana firma chce obsługiwać, powinien być poprzedzony dogłębnym zrozumieniem nie tylko samych oczekiwań względem produktu, lecz także ich zachowań, nawyków, obaw, marzeń oraz aspiracji. Faza ta w metodykach pracy nad innowacjami, jak na przykład *design thinking*, nazywa się fazą empatii. Najczęściej badania w tej fazie prowadzi się różnego rodzaju technikami jakościowymi, jak na przykład indywidualne wywiady pogłębione (*individual in-depth interview*). Pozwalają one na wnikliwe zrozumienie postaw klientów, które w optymalnej formie przybrałoby wręcz charakter współodczuwania. Wizualizacje wypowiedzi poszczególnych rozmówców mogą zostać przeprowadzone na kanwie Map Empatii, które następnie posłużą do skonstruowania Person, czyli pewnych archetypów potencjalnych klientów. Na ich podstawie organizacja może określić, w oczekiwania której Persony wpisuje się najlepiej.

Dobrze przeprowadzona faza empatii powinna prowadzić nie tylko do zrozumienia oczekiwań względem charakterystyk produktów. Te bowiem, złasz-

cza w zakresie prac nad innowacjami, mogą być trudne do wyrażenia przez ich klientów. W wyniku fazy empatii wnioski, które mogą, lub powinny powstać, powinny prowadzić do bardziej wysublimowanych wniosków jak np. tego, że klienci, kupując zegarek marki Rolex, nie kupują wyłącznie urządzenia do mierzenia czasu, lecz formę biżuterii, która pozwala budować prestiż. Kupując klocki lego dla swojego dziecka rodzice nie kupują wyłącznie zabawki, lecz narzędzie, która pobudza kreatywność i rozwój intelektualny. Idąc tą drogą, można stwierdzić, że firma Apple sprzedaje przede wszystkim innowację połączoną ze statusem społecznym, a firma Nike motywację do treningu, co zresztą wyraźnie wybrzmiewa w jej misji. Zrozumienie głębszych potrzeb pozwala więc na odpowiednią konfigurację produktu, a także zaprojektowanie całego biznesu, którego działanie prowadzi do tak znakomitej odpowiedzi na oczekiwania klientów, że będą oni produktu wręcz pożądali.

Produkt

Dyskutując o produkcie, warto zastanowić się, jakie korzyści daje on klientom, dlaczego go kupują. Inspirowane kanwą modelu biznesowego (Osterwalder, Pigneur, 2010), ćwiczenie to polega na odpowiedzeniu na szereg pytań związanych z oczekiwaniami potencjalnych nabywców. Warto w tym względzie przeanalizować nie tylko współczesne oczekiwania wobec oferowanych produktów lub usług, lecz także potencjalne kierunki ich ewolucji. Które z problemów, jakie mają klienci, firma może rozwiązać? Głębokie zrozumienie tych zagadnień pozwoli na bardziej świadomy wybór głównych aspektów propozycji wartości. Na etapie prac nad portfolio produktowym warto korzystać z koncepcji błękitnego oceanu (Kim, Mauborgne, 2018). Potrzeby klientów ewoluują z czasem i to, co ich satysfakcjonowało kiedyś, nie musi stanowić przedmiot satysfakcji lub pożądania obecnie. Na etapie prac nad portfolio produktowym warto zatem zadać sobie następujące pytania (Osterwalder, Pigneur, 2010):

- Które spośród czynników tradycyjnie istotnych dla twojej branży możesz wyeliminować?
- Które czynniki należy obniżyć do poziomu znacznie poniżej branżowego?
- Które czynniki należy podnieść do poziomu znacznie powyżej branżowego?
- Jakie czynniki dotychczas nieuwzględniane przez branżę należy wprowadzić do oferty?

Dzięki takiemu procesowi refleksji możliwe stanie się nie tylko obniżenie kosztów, które dotychczas były pochłaniane przez aktywności niedoceniane przez klientów, lecz także wygenerowanie dodatkowych korzyści poprzez oferowanie unikalnych na rynku cech, których nie ma konkurencja.

Technologia sprzedaży

Jeden z kluczowych błędów często popełnianych w zakresie określania domeny działania polega na braku spójności logicznej pomiędzy opisanymi wyżej wymiarami. Oferowany produkt może mieć świetne właściwości, lecz nie odpowiada na potrzeby konkretnego segmentu klientów, który został wybrany. Gdy propozycja wartości świetnie wpisuje się w potrzeby segmentów klientów, wybór niewłaściwych kanałów sprzedaży i polityka cenowa mogą ograniczyć sukces rynkowy itd. **Istota działań strategicznych, zwłaszcza w obszarze domeny działania, polega zatem na dokonaniu spójnych wyborów.**

Przewaga konkurencyjna

Istnieje wiele typologii przewag konkurencyjnych. Do jednych z najczęściej spotykanych, zarówno w świecie akademickim, jak i w biznesie, można zaliczyć typologię opracowaną przez M.E. Portera (1980) oraz Treacy i Wiersma (1993). Choć obie mogą się wydawać bardzo ogólne, to można stwierdzić, że ich największa wada jest też największą zaletą. Można je bowiem uniwersalnie stosować niezależnie od wielkości przedsiębiorstwa, struktury właścicielskiej lub charakteru działalności (produkcyjna vs usługowa).

Według M.E. Portera przedsiębiorstwa mogą budować swoje przewagi, opierając się na:

- **przewadze kosztowej** (*cost leadership*) – osiąganie przewagi poprzez obniżanie kosztów produkcji i oferowanie produktów po niższych cenach niż konkurencja, przy zachowaniu standardów jakości (np. Ikea, Ryanair);
- **dyferencjacji** (*differentiation*) – oferowanie unikalnych produktów lub usług, które są postrzegane przez klientów jako wyjątkowo wartościowe, co pozwala na ustalenie wyższych cen (np. Apple, Lego);
- **koncentracji** – skupienie się na niszy rynkowej i dostosowanie oferty do specyficznych potrzeb tej grupy klientów, co pozwala na osiągnięcie przewagi w tej dziedzinie (np. Rolex, Ferrari).

Typologia zaproponowana przez Tracey i Wiersma nieco inaczej kategoryzuje możliwości wyróżniania się na tle konkurentów, choć w niektórych obszarach pewne wytyczne mogą wydawać się podobne. Wskazali oni, że by zbudować silną pozycję na rynku, firma powinna wyspecjalizować się w jednym z poniższych typów przewagi, takich jak:

- **operacyjna doskonałość** – polegająca na oferowaniu klientom niezawodnych produktów i usług w możliwie najniższej cenie dzięki doskonałej efektywności operacyjnej, optymalizacji procesów i kontroli kosztów;

- **przywództwo produktowe** – wysoka innowacyjność, jakość i wprowadzanie nowych technologii, które wyprzedzają konkurencję (kluczowym wskaźnikiem jest *time-to-market*);
- **bliski związek z klientem** – dostosowywanie produktów i usług do specyficznych potrzeb klientów oraz budowanie długoterminowych relacji. W przypadku tej przewagi powinno się unikać transakcyjnego podejścia, zaś wskaźnik, który mógłby wspierać monitorowanie osiągania tej przewagi, to *lifetime value*.

Dla co najmniej jednej z pozostałych dwóch typów przewagi konkurencyjnej firma powinna natomiast spełniać rynkowe standardy. W praktyce operacyjna doskonałość zbliżona jest do porterowskiego przywództwa kosztowego. Pozostałe dwa typy przewag znacznie się różnią, choć można dostrzec pewne bliskości w przywództwie produktowym oraz strategii dyferencjacji.

Cele

Bez określenia celów nie tylko trudno byłoby mówić o ukierunkowaniu strategii, ale również niemożliwy stałby się pomiar osiągania (lub nie) założonej przewagi strategicznej. Gdy dyskutuje się o celach, większość osób, która ma wykształcenie biznesowe lub doświadczenie zawodowe wie, że powinny się one wpisywać w koncepcję SMART uktą przez Georga T. Dorana (1981). Według niej cele powinny:

- wskazywać konkretny obszar do usprawnienia (S – *specific*),
- kwantyfikować, sugerować wskaźnik, którym mierzyć będziemy postęp (M – *Measurable*),
- wskazywać, kto jest odpowiedzialny za realizację celu (A – *assignable*),
- określać, jakie rezultaty są możliwe do osiągnięcia przy wykorzystaniu danych zasobów (R – *realistic*);
- wyznaczać punkt w czasie, kiedy rezultaty mogą zostać osiągnięte (T – *time related*).

Interesujący jest fakt, że mimo powszechnego zastosowania powyższego akronimu, ma on wiele interpretacji. Oznacza to, że osoby dyskutujące na temat pryncypiów określania celów, mimo że stosują tę samą metodę, mogą mieć co innego na myśli. Poniżej zaprezentowane są możliwe rozwinięcia poszczególnych liter kryteriów SMART:

S (*specific*) – specyficzny, konkretny,

M (*measurable*) – mierzalny,

A (*achievable, assignable, ambitious, agreed*) – osiągalny, przypisujący odpowiedzialność, ambitny i uzgodniony w organizacji,

R (*realistic, relevant*) – realistyczny do wykonania, odpowiedni w stosunku do problemu, który chcemy rozwiązać,

T (*time-related, tangible*) – określony w czasie, namacalny.

Możliwych interpretacji jest zatem dużo. Nie jest to jednak większy problem, ponieważ wszystkie one stanowią pomoc w niełatwym zadaniu, jakim jest określanie celów strategicznych. Na etapie formułowania strategii wyzwania pojawiają się gdzie indziej. Często po etapie diagnozy organizacyjnej pojawia się znacząca lista obszarów do usprawnień. Wszystkich zwykle nie da się naprawić – organizacje albo nie mają na to zasobów, albo pracownicy musieliby pracować nad optymalizacją, a nie wykonywać operacyjną pracę. Istotna jest zatem priorytetyzacja. Można ją wykonać np. w ramach analizy SWOT. Wciąż jednak zostanie około 5–8 inicjatyw ogólnooorganizacyjnych, które powinny prowadzić do osiągnięcia przewagi strategicznej. Cel strategiczny powinien być jednak jeden, a realizacja wspomnianych wcześniej inicjatyw powinna do niego prowadzić. Dlaczego jeden? Ponieważ, podobnie jak w przypadku misji, musi być on znany wszystkim pracownikom danej organizacji. Nadmiarowość celów rozmywa kierunek, który chce obrać jej kierownictwo i stwarza konfliktogenne sytuacje, gdy trzeba będzie wybierać, który cel zrealizować (na przykład w przypadku ograniczonych zasobów na inwestycje).

Nadmiarowość celów powoduje również szereg innych ryzyk. Cele powinny być nie tylko mierzalne, lecz także mierzone. Oznacza to, że działanie organizacji powinno być opomiarowane i mierzone. Pokusa zarówno nadmiarowości celów, jak i miar stosowania do ich oceny rodzi poważne ryzyko przeformalizowania organizacji oraz ograniczenia jej zdolności adaptacyjnych do zmian zachodzących w otoczeniu (Hensel, 2011).

Do innych typowych błędów popełnianych na etapie określania celów strategicznych należy zaliczyć:

- brak spójności pomiędzy celami (konfliktowość),
- brak hierarchizacji celów,
- brak jednoznaczności,
- trudność w pomiarze,
- brak przypisania odpowiedzialności.

Funkcjonalne programy działania

Posiadanie w portfolio produktów, które są pożądane przez klientów, jest niezwykle istotne – bez tego trudno o sukces rynkowy. Strategia organizacji nie powinna się jednak ograniczać do strategii produktowej. Mówiąc wprost – jeśli chce się zbudować trwałą przewagę strategiczną, nie wystarczy sprzedawać świetne produkty – te zawsze mogą stać i zwykle stają, przedmiotem naśla-

dowania ze strony konkurencji. Tym, co jest w stanie zapewnić lepszą pozycję rynkową w długim okresie, jest odpowiednia konfiguracja organizacji, które wspiera sprzedaż. Innymi słowy kluczem do osiągnięcia długotrwałej przewagi strategicznej jest doskonałość organizacyjna. By ją zrealizować, należy przetłumaczyć założenia strategiczne na operacyjne cele i zadania dla poszczególnych jednostek organizacyjnych. Każda z jednostek powinna bowiem wiedzieć, które z jej zachowań są pożądane, a które muszą się zmienić w kontekście strategii organizacji. Pomostem pomagającym zrozumieć, jak musi zmienić się organizacja, by zrealizować zamierzenia strategiczne, mogą okazać się mapy strategii proponowane przez Kaplana i Nortona (2004).

Jednym z etapów, od których zwykle rozpoczyna się porażka wdrożenia, jest brak kaskadowania celów ogólnoorganizacyjnych na niższe szczeble organizacji. Jego konsekwencją jest strategiczny bezwład, którego rezultatem jest zachowanie *status quo*. Nawet najbardziej wysublimowana koncepcja strategiczna nie będzie skuteczna, jeśli nie zostanie wdrożona. Od transpozycji celów strategicznych na działania poszczególnych funkcji organizacyjnych zależy zatem powodzenie wdrożenia strategii. Drugą przyczyną porażek strategii jest oczywiście brak systematyki we wdrożeniu wynikający z niewystarczającego monitoringu realizacji celów postawionych poszczególnym jednostkom organizacyjnym, które łącznie mają kontrybuować do realizacji celów ogólnoorganizacyjnych.

Konkludując: dobra strategia to taka, która nie opiera się wyłącznie na przewagach bazujących na sprawnej sprzedaży lub stosowanych technologiach, lecz połączony ciąg wzmacniających się wzajemnie aktywności, które prowadzą do doskonałości organizacyjnej. Tak zbudowana przewaga strategiczna jest znacznie trudniejsza do imitacji przez konkurentów, a co za tym idzie – jest znacznie trwalsza (Kaplan, Norton, 2004, s. 319).

3. Czym strategia jest, a czym nie jest?

W dyscyplinie zarządzania podejmowano wiele prób definiowania, czym jest strategia i jaką rolę powinna odgrywać dla organizacji. Wraz z rozwojem relacji handlowych, z postępuem technologicznym oraz modeli biznesowych zmieniało się podejście do strategii. Jednym z najpopularniejszych nurtów tej dyscypliny jest szkoła planistyczna, której początki sięgają lat 50. XX w., i która w trzeciej dekadzie XXI w. wciąż znajduje wielu zwolenników. Zakładała ona, że strategia jest planem (von Neumann, Morgenstern, 1944, s. 79), który prowadzi do realizacji z góry określonych celów (Drucker, 1957). To właśnie z tamtego okresu pochodzi wiele wciąż aktualnych i przydatnych koncepcji, jak np. zarządzanie przez cele.

Wraz z upływem lat opisane wyżej koncepcje oraz praktyka biznesowa, doprowadziły jednak do uproszczonego rozumienia, czym jest strategia organizacji. Inspirowane szkołą planistyczną było popularne pojęcie planowania strategicznego, które często, mylnie zresztą, stało się synonimem strategii organizacji. W myśl tego podejścia, strategia rozumiana była jako zestaw pewnych istotnych inicjatyw. Takie rozumienie strategii jest jednak upraszczające i może prowadzić do mylnego przekonania, że odpowiednie harmonogramowanie działań może zostać nazwane strategią. Gdyby w ten sposób rozumieć to pojęcie, strategia nie miałaby zbyt wielu różnic względem zwykłego projektu. Jaka jest zatem różnica między zarządzaniem strategicznym a zarządzaniem projektami? Czy zakup nowych technologii lub budowa nowego zakładu produkcyjnego już jest strategią, czy tylko bardziej ambitnym projektem? Czy jeśli zainwestujemy w odnawialne źródła energii, to jest to już zrównoważone strategia? Odpowiedź na te pytania może przynieść uzasadnienie tych decyzji. Jeśli owe projekty są wzajemnie spójne, tworzą efekty synergiczne, które pozwolą zająć firmie pożądane miejsce na rynku, wówczas zapewne można mówić o strategii. Jeśli trudno jest wskazać efekty synergiczne i firma po prostu będzie miała większe zdolności produkcyjne lub więcej odnawialnej energii, zapewne należy takie działania traktować jako projektowe. Strategia powinna tymczasem prowadzić organizację do rozwoju. Jego kierunek powinien wynikać ze zdiagnozowanych uwarunkowań zarówno wewnętrznych (maksymalne wykorzystanie kluczowych kompetencji), jak i zewnętrznych – powinien prowadzić do zajęcia korzystniejszego miejsca na rynku. Wybór tego miejsca jest ograniczony rywalizacją organizacji w sektorze o uwagę ich klientów oraz kluczowych interesariuszy.

Innym często stosowanym uproszczeniem w myśleniu o strategii jest sprowadzenie jej do celu (Rumelt, 2017). Cele z pewnością pomagają operacjonalizować założenia strategiczne i być może dzięki temu zwiększać prawdopodobieństwo wdrożenia projektowanych rozwiązań. Same w sobie nie odpowiadają jednak na pytanie, jak firma ma się zachowywać. Strategia bowiem powinna przewidywać różne okoliczności rynkowe, zaś wiedza na temat tego, co chcemy osiągnąć, powinna być wykorzystywana do zwiększenia możliwości adaptacyjnych organizacji. Szttywne trzymanie się z góry określonych celów może natomiast zdolności organizacji do dostosowania się do nowych wyzwań osłabić.

Jak w tym kontekście interpretować zrównoważoną strategię? Z pewnością nie będzie nią inicjatywa owocowych piątków jako dbania o przejaw dbałości o zdrowie swoich pracowników. Nie będzie nią również instalacja paneli fotowoltaicznych ani wspieranie lokalnego schroniska dla zwierząt. Wszystkie te inicjatywy, choć potrzebne i wpisujące się w koncepcje zrównoważenia, nie będą najprawdopodobniej tworzyły zrównoważonej strategii. Nie tworzą spójnego

wzorca wyborów, który byłby istotny dla najistotniejszych interesariuszy organizacji. Strategią mogłyby się stać, jeśli:

- prowadziłyby do z góry określonych, zamierzonych synergicznych efektów, oraz
- efekty te umożliwiłyby zajęcie lepszego miejsca na rynku względem konkurencyjnych organizacji.

Oznacza to zatem, że działania te wyróżniałyby firmę, czyli stanowiłyby pewnego rodzaju *novum* na rynku. Pozytywne efekty każdej z pojedynczych inicjatyw wspierałyby pozostałe wysiłki. Dowodziłoby to zatem spójności wyborów, czyli przemyślenia wzajemnego oddziaływania efektów każdego z nich względem pozostałych.

4. Strategia ESG

Przystępując do budowy zrównoważonej strategii, menedżerowie powinni odpowiedzieć sobie na pytanie, jakie są prawdziwe intencje takiego zamiaru. Jeśli bowiem odpowiedź na nie sprowadzi się do kwestii wyłącznie raportowania ESG, wówczas należy uznać, że wszelkie działania w tym obszarze nie będą strategią, lecz staną się jedną z form kontrolingu/sprawozdawczości działalności organizacji. Choć są one konieczne w kontekście dostosowania się do zmieniającego się w tym wymiarze prawodawstwa, będą obarczone wieloma ryzykami. Najczęściej prowadzić mogą do zbierania i przetwarzania dodatkowych wskaźników, co w praktyce skutkować będzie większą biurokratyzacją oraz obniżeniem *de facto* zdolności adaptacyjnych organizacji. Każdy wskaźnik generuje bowiem koszt, a zajmowanie się nim, w oderwaniu od strategii organizacyjnej, będzie przyczyniało się do większej koncentracji na kwestiach formalnych, a mniej – na wyzwaniach rynkowo-strategicznych.

W 2025 r. Komisja Europejska podjęła się liberalizacji zapisów związanych z raportowaniem ESG, mimo że wciąż nie były one jeszcze ukończone. W propozycjach wymienia się zdjęcie obowiązku sprawozdawczości zrównoważonego rozwoju (CSRD) dla firm poniżej tysiąca pracowników (dotąd obowiązek miały firmy 250+). W praktyce oznacza to wyłączenie spod dyrektywy ok. 80% podlegających jej obecnie firm (Frączyk, 2025). Szacunkowe oszczędności dla firm z tytułu mniejszych obciążeń administracyjnych obliczone zostały na ok. 6,3 mld euro. Ich skala pokazuje, z jakim wyzwaniem mierzy się zarówno ustawodawca, jak i objęte obowiązkiem sprawozdawczości przedsiębiorstwa. Z jednej bowiem strony jasne jest, że model działania (m.in. drenujący zasoby oraz jego nieetyczny charakter) wielu firm nie może być kontynuowany. Należy więc dość szczerze wymusić ewidencję działania. Tylko wówczas moż-

liwe będzie wytworzenie odpowiedniej presji do zmiany konfiguracji biznesu na bardziej zrównoważony. Nadmiarowość wskaźników koniecznych do transparentnego raportowania generuje jednak ogromny koszt dla działalności przedsiębiorstw, obniżając ich konkurencyjność. Wyjściem z tej sytuacji, niezależnie od obowiązków nałożonych na pracodawcę, nie jest więc budowanie strategii ESG jako pewnego rodzaju „dostawki”, lecz inkorporowanie zrównoważonych działań do podstawowej strategii firmy. Wówczas wskaźniki służące monitoringowi wdrożenia zaplanowanych działań mogłyby służyć również raportowaniu ESG.

Prawidłowe interpretowanie strategii ESG to budowa przewag strategicznych opierających się na lepszym zrozumieniu obecnych i przyszłych potrzeb klientów oraz pozostałych interesariuszy danej organizacji prowadzących do większego zrównoważenia działalności. Wówczas dopiero można mówić o tym, że działania takie będą miały charakter strategiczny i będą prowadziły również do faktycznego zrównoważenia, ponieważ intencja ta będzie bardzo jasnym drogowskazem dla całego szczebla kierowniczego w firmie. Wszelkie wskaźniki, które będą potrzebne do monitorowania postępów organizacji w zakresie ESG, będą prowadziły do realizacji przewagi strategicznej i nie będą się tym samym przyczyniały do nadmiarowego formalizowania jej działalności (obniżenia zdolności adaptacyjnych). Poszczególne elementy omówione wyżej (misja, wizja, wartości, domena działania, przewagi konkurencyjne, cele oraz funkcjonalne programy działania) powinny być spójne. By przynosiły one najwięcej korzyści danej organizacji, również w kontekście ESG, szczególny nacisk na etapie analiz strategicznych powinien zostać położony na analizę interesariuszy. Dotychczas często pomijana, obecnie powinna stać się integralną częścią każdej strategicznej analizy. Wymagana jest również ze względów formalnych. Do analizy podwójnej istotności powinni zostać włączeni interesariusze według rekomendacji GPW S.A. (2023). Należy zatem wcześniej ich zidentyfikować.

Strategia ESG powinna być ukierunkowana na organizacyjne uczenie się. Istotne jest bowiem, by na podstawie zbieranych danych wyciągać wnioski, które z nich są użyteczne. Ważne jest nie samo agregowanie danych, lecz zrozumienie, które dane zbierane i przetwarzane przez organizację są istotne. Te natomiast, które okażą się zbędne lub substytucyjne względem innych, będzie można pominąć, co pozwoli na odbiurokratyzowanie i poprawę zdolności adaptacyjnych. By umożliwić proces organizacyjnego uczenia się, ważne jest zrozumienie, że może on zachodzić na 3 poziomach: indywidualnym, zespołowym i poziomie całej organizacji (Pasieczny, Rosiak, 2021). Rolą kierownictwa najwyższego szczebla jest stworzenie takich warunków, by pracownicy czuli odpowiedni komfort do tego, by kwestionować *status quo*, który zwykle stanowi główną barierę dla zmian organizacyjnych. Nie mogą zatem obawiać się,

że w razie wykrycia błędów, kwestii problematycznych uruchomią w organizacji proces poszukiwania winnych. Kultura obarczania winą (*blame culture*) jest bowiem jedną z barier organizacyjnego uczenia się (Greiling, Halachmi, 2013; Vince, Saleem, 2004). Budowa odpowiedniej atmosfery powinna zacząć się od odpowiedniego typu przywództwa wspierającego pracowników i budującego ich odpowiednie zaangażowanie. Badania pokazują, że jednym z typów przywództwa wspierających zaangażowanie pracowników może być typ transformacyjny (Gyensare i in., 2017; Postuła, Pasieczny, Rosiak, 2024). Jak wcześniej wskazano, organizacyjne uczenie powinno być rozpatrywane i budowane na poziomie nie tylko indywidualnym, lecz także zespołowym i organizacyjnym. Dla długotrwałego osiągnięcia pozytywnych efektów kluczowe jest zatem budowanie odpowiedniego systemu, który wspierałby proces uczenia się. Dla wielu organizacji może wiązać się on z dodatkowymi wydatkami, np. na nowoczesną infrastrukturę IT (hardware i software), dostęp do baz danych, akwizycję talentów oraz budowę odpowiednich systemów motywacyjnych. Warto zdawać sobie jednak sprawę, że to nie są zwykłe koszty, które należy ponieść na raportowanie ESG. Wydatki te powinny być traktowane jako inwestycja, która pozwoli zweryfikować dotychczasowy sposób działania, eliminując najbardziej problematyczne elementy i zwiększając jednocześnie dopasowanie oferowanych produktów oraz usług do zmieniających się potrzeb ich odbiorców. Wysiłek podjęty w celu budowy większego zrównoważenia firmy w takim przypadku nie będzie zatem wyłącznie przykrym obowiązkiem biurokratycznym, lecz będzie także stwarzał szansę do transformacji działania i budowy silniejszej pozycji na rynku.

5. Budowa zrównoważonej organizacji – sukcesy i wyzwania.

Studium przypadku firmy Patagonia

Marka odzieżowa Patagonia została założona w 1973 r. przez Yvona Chouinarda, pasjonata wspinaczki i kowala, który wcześniej, od 1957 r., produkował ręcznie kuty sprzęt wspinaczkowy. Początkowo firma nazywała się Chouinard Equipment i specjalizowała się w sprzęcie do wspinaczki, jednak z czasem rozszerzyła działalność o odzież outdoorową. Nazwa „Patagonia” została nadana w 1973 r., zainspirowana odległym, dzikim i niemal mitycznym regionem na południu Ameryki Południowej, co miało wyróżnić odzieżową linię firmy na tle sprzętu wspinaczkowego.

Od samego początku firma kierowała się zasadami zrównoważonego rozwoju i odpowiedzialności społecznej. Już w 1985 r. Patagonia zobowiązała się przekazywać 10% swoich zysków na ochronę środowiska, a następnie zwiększyła tę

kwotę do 1% sprzedaży. Marka konsekwentnie wprowadzała innowacje ekologiczne, takie jak stosowanie od lat 90. organicznej bawełny, a także promowała recykling i naprawę ubrań.

Patagonia zyskała sławę dzięki kampaniom ekologicznym; np. w 2011 r. przeprowadziła kontrowersyjną kampanię „Don't Buy This Jacket”, zachęcającą do ograniczenia konsumpcji i rozsądnych zakupów. Marka jest także zaangażowana w akcje na rzecz ochrony terenów naturalnych i aktywnie sprzeciwia się politykom zagrażającym środowisku.

Działania Patagonii to jednak nie tylko dobry i perswazyjny marketing. By deklaracje związane z większym zrównoważeniem nie okazały się pustymi, w roku 2013 firma wprowadziła program „Patagonia Worn Wear”, którego celem jest wydłużenie życia ubrań i zmniejszenie ich wpływu na środowisko. Opiera się on na 3 filarach. Pierwszy dotyczy kampanii związanej z naprawą odzieży. Firma prowadzi własne mobilne punkty naprawy (tzw. Worn Wear Tour), które odwiedzają różne miasta i naprawiają ubrania na miejscu. Co warto podkreślić – nie tylko marki Patagonia. Udostępnia również filmy instruktażowe, które uczą samodzielnych napraw (np. zszywanie dziur, wymiana zamka).

Drugim filarem programu jest odkup i sprzedaż używanej odzieży. Klienci mogą oddać swoje używane ubrania Patagonia w dobrym stanie do sklepu. W zamian otrzymują bony na nowe zakupy. Oddana odzież jest czyszczona, naprawiana (jeśli trzeba), a następnie trafia do sprzedaży na platformie Worn-Wear.com. Klienci mogą dzięki temu kupić tańsze, sprawdzone i trwałe produkty z drugiej ręki – z gwarancją jakości.

Trzeci filar programu „Patagonia Worn Wear” obejmuje projektowanie z myślą o trwałości i naprawialności. Produkty Patagonia są tworzone tak, by: a) wytrzymały wiele lat intensywnego użytkowania, b) były łatwe do naprawy (np. proste zamki, mocne szwy, klasyczne fasony), c) nadawały się do recyklingu po zakończeniu życia produktu.

Dlaczego działania firmy Patagonia są tak intrygujące i ważne? Ponieważ funkcjonuje ona w jednej z najbardziej szkodliwych dla środowiska branż – odzieżowej. Jest ona istotnym emitentem gazów cieplarnianych (IPCC, 2023); stosowane w niej barwniki przyczyniają się do zanieczyszczeń wód (Pomagani-przezubranie.pl., 2019), a produkcja pochłania ogromne ilości wody, która dodatkowo zanieczyszczana jest mikroplastikiem. Warto nadmienić, że obecnie kupuje się pięć razy więcej ubrań niż w latach 80. XX w., statystyczne ubranie jest noszone średnio tylko siedem razy, a aż 20% wszystkich wyprodukowanych ubrań pozostaje niesprzedanych (Thomas, 2021).

Przypadek firmy Patagonia pokazuje, że nawet będąc w tym sektorze, można podejmować wysiłki na rzecz większego zrównoważenia. Co więcej, są

one doceniane przez klientów i mogą budować silną pozycją rynkową. Dowodzą tego m.in. wyniki finansowe. Dążenie do większego zrównoważenia sprawiło, że Patagonia na przestrzeni niemal dekady podwoiła swoje przychody z ok. 600 mln USD w 2012 r. (Carus, 2012) do niemal 1,5 mld USD w 2022 r. (Aratani, 2023). Podsumowując, na przykładzie firmy Patagonia można stwierdzić, że zrównoważona strategia nie jest tylko kampanią marketingową lub dodatkowym kosztem, lecz inwestycją w przyszłość firmy, dzięki której lepiej wpisuje się w oczekiwania społeczne znajdując coraz szersze rzesze klientów.

Czy zatem Patagonia może stanowić wzorzec dla innych firm z branży? Z wielu perspektyw tak. Jednak nie wszystkich. Łyżką dziegciu w historii Patagonii są fakty odkryte w ramach śledztwa przeprowadzonego przez portal Follow the Money (Bankier.pl, 2023). Ujawniło ono, że pracownicy fabryki Regal Image na Sri Lance pracują często kilkanaście godzin dziennie pod presją i nękaną przez przełożonych, a ich zarobki wynoszą jedynie około 25% płacy umożliwiającej pokrycie podstawowych potrzeb (około 21 tys. lankijskich rupii przy minimum życia na poziomie 83 231 rupii). W innych fabrykach zarobki również są niskie i nie pozwalają na godne życie.

Mimo wcześniejszych deklaracji Patagonii z 2012 i 2015 r. o dążeniu do zapewnienia godziwych wynagrodzeń wszystkim pracownikom w łańcuchu dostaw, rzeczywistość okazuje się znacznie gorsza, co budzi oskarżenia o tzw. greenwashing, czyli marketingową próbę promowania marki jako wyjątkowo etycznej i ekologicznej, podczas gdy realne praktyki pozostają dalekie od tych ideałów (Bankier.pl, 2023). Co gorsza, oficjalne tłumaczenia tej sytuacji, w których odcięto się od poddostawców i na nich przerzucając odpowiedzialność, również nie uspokoiły opinii publicznej.

Historia ta dowodzi, że budowa zrównoważenia nie może się ograniczać jedynie do wybranego aspektu działalności organizacji. W omawianym przypadku zostały one skoncentrowane wokół produktu. Choć wysiłki Patagonii ukierunkowane na wydłużanie cyklu życia oraz lepszego projektowania ubrań należy uznać za bardzo wartościowe, okazały się niewystarczające. Nadzór nad łańcuchem wartości (*value chain*), dla firmy, która deklaruje się jako etyczna, powinien dotyczyć zarówno części *upstream*, jak i *downstream*. niespójność lub zaniechania w wybranej części łańcucha wartości mogą przekreślić znaczenie pozytywnych osiągnięć w innych jego obszarach. Potwierdza to zatem imperatyw spójności działań ukierunkowanych na realizację strategii – musi być ona autentyczna i wiarygodna – począwszy od misji, deklarowanych wartości, wizji organizacji oraz wszystkich pozostałych kluczowych elementów operacjonalizujących strategię: wybór domeny działania, celów, przewag strategicznych oraz funkcjonalnych programów działania.

Bibliografia

- Carus, F. (2012). Patagonia: a values-led business from the start. *Guardian Professional*.
- Colombo, M.G., D'Adda, D., Landoni, P. (2018). Startups' Roads to Failure. *Sustainability*, 10(7), 2346. <https://doi.org/10.3390/su10072346>
- Doran, G.T. (1981). There's a S.M.A.R.T. way to write management's goals and objectives. *Management Review*, 70(11), 35–36.
- Drucker, P.F. (1957). *The practice of management*. Harper & Brothers.
- Greiling, D., Halachmi, A. (2013). Accountability and organizational learning in the public sector. *Public Performance & Management Review*, 36(3), 380–406.
- Gyensare, M.A., Kumedzro, L.E., Sanda, A., Boso, N. (2017). Linking transformational leadership to turnover intention in the public sector. *African Journal of Economic and Management Studies*, 8(3), 314–337.
- Hamel, G., Prahalad, C.K. (1990). *The core competence of the corporation*. *Harvard Business Review*, 68(3), 79–91.
- Hensel, P. (2011). *Diagnoza organizacji. Pierwszy krok do uzdrowienia firmy*. Gliwice: Helion.
- Kaplan, R.S., Norton, D.P. (2004). *Strategy maps*. Boston: Harvard Business Review Press.
- Kim, W.C., Mauborgne, R. (2018). *Strategia błękitnego oceanu. Wydanie rozszerzone*. Warszawa: Wydawnictwo MT Biznes.
- Łudzińska, K. (2024). *Od społecznej odpowiedzialności do ESG w zarządzaniu. Wybrane aspekty*. Warszawa: Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego Sekcja Wydawnicza Wydziału Zarządzania UW.
- Oblój, K. (2007). *Strategia organizacji*. Warszawa: PWE.
- Osterwalder, A., Pigneur, Y. (2010). *Tworzenie modeli biznesowych. Podręcznik wizjonera*. Gliwice: Wydawnictwo Onepress.
- Pasieczny, J., Rosiak, T. (2021). *W kierunku organizacji uczącej się*. Warszawa: Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego.
- Porter, M.E. (1980). *Competitive Strategy: Techniques for Analyzing Industries and Competitors*. Free Press.
- Postuła, A., Pasieczny, J., Rosiak, T. (2024). Employee Engagement in The Public Sector Amid Unstable Systemic Solutions. *Scientific Papers of Silesian University of Technology, Organization and Management Series*, 199. <https://doi.org/10.29119/1641-3466.2024.199.38>
- Rumelt, R.P. (2017). *Dobra strategia. Zła strategia*. Warszawa: MT Biznes.
- Thomas, D. (2021). *Modopolis. Dlaczego to, co nosimy, ma znaczenie*. Kraków: Wydawnictwo Literackie.
- Treacy, M., Wiersema, F. (1993). Customer Intimacy and Other Value Disciplines. *Harvard Business Review*, 71(1), 84–93.
- Vince, R., Saleem, T. (2004). The impact of caution and blame on organizational learning. *Management Learning*, 35(2), 133–154. <https://doi.org/10.1177/1350507604043022>
- von Neumann, J., Morgenstern, O. (1944). *Theory of games and economic behavior*. Princeton University Press.

Źródła internetowe

- Aratani, L. (2023). 'We've lost the right to be pessimistic': Patagonia treads fine line tackling climate crisis as for profit company. *The Guardian*. Pozyskano z: <https://www.theguardian.com/business/2023/mar/12/patagonia-climate-crisis-for-profit-company>
- Bankier.pl. (2023). Patagonia ekologiczną ściemą? Fatalne warunki pracy i skandaliczne place w fabrykach podwykonawców. Pobrano z <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Patagonia-ekologiczna-sciema-Fatalne-warunki-pracy-i-skandaliczne-place-w-fabrykach-podwykonawcow-8573016.html>
- CB Insights. (2024). *The top 20 reasons startups fail*. CB Insights Research. Pozyskano z: <https://s3-us-west-2.amazonaws.com/cbi-content/research-reports/The-20-Reasons-Startups-Fail.pdf>
- Frączyk, J. (2025). *Unia łagodzi rygory Zielonego Ładu. Mamy komentarze ekspertów*. Pozyskano z: <https://businessinsider.com.pl/prawo/unia-lagodzi-rygory-zielonego-ladu-mamy-komentarze-ekspertow/5yyffm5>
- Giełda Papierów Wartościowych w Warszawie (GPW). (2023). *Wytyczne do raportowania ESG: Przewodnik dla spółek*. Pozyskano z https://www.gpw.pl/pub/GPW/ESG/Wytyczne_do_raportowania_ESG.pdf
- IPCC. (2023). *Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Pozyskano z: <https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647>
- Porozumienie paryskie. (2015). *Porozumienie paryskie do Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu*. Paryż, Francja.
- Zgromadzenie Ogólne ONZ. (2015). *Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030*.

ROZDZIAŁ 12

Społeczne i edukacyjne aspekty ochrony środowiska i transformacji energetycznej

MICHAŁ NIEWIADOMSKI

Klub Energetyczny

Michal.niewiadomski@klubenergetyczny.pl

ORCID 0009-0001-6047-5695

Streszczenie

W rozdziale zaprezentowano przykłady rodzącej się świadomości ekologicznej polskiego społeczeństwa, które wchodziło w okres III Rzeczypospolitej z poczuciem, że środowisko naturalne było ostatnim priorytetem w polityce władz PRL. Problemy degradacji środowiska występowały nie tylko na Górnym czy Dolnym Śląsku, ale także w wielu innych regionach Polski. W rozdziale zrelacjonowano także pionierskie działania na rzecz poprawy jakości powietrza i walki ze smogiem w Krakowie, którego przykład przyczynił się do realizacji uchwał antysmogowych wprowadzanych przez kolejne samorządy.

W kolejne części rozdziału opisywana jest geneza i przebieg kryzysu energetycznego i jego skutków dla Polski. Wreszcie ostatnia część to opis ustawowego ograniczania rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie – i jego skutków zarówno dla cen energii, jak i rozwoju odnawialnych źródeł energii. Zestawienie doświadczeń kryzysu energetycznego, który uświadomił nam, jak bardzo jesteśmy zależni od węglowodorów oraz barier w zakresie rozwoju OZE, wskazuje, że transformacja energetyczna to proces długofalowy wymagający współpracy, świadomości, wiedzy i zdolności adaptacyjnych głównych interesariuszy oraz akceptacji społecznej.

Słowa kluczowe: transformacja energetyczna, samorząd, OZE, energetyka, kryzys energetyczny, smog, jakość powietrza.

1. Świadomość ekologiczna po okresie PRL

1.1. Przebudzenie świadomości ekologicznej

Transformacja ustrojowa i społeczno-gospodarcza na przełomie lat 80. i 90. ubiegłego stulecia to również czas zmiany podejścia do kwestii związanych z przyrodą i ochroną środowiska naturalnego. Po zniesieniu cenzury ujawniono

wiele przykładów poważnych zagrożeń ekologicznych, dotychczas ukrywanych przez władze, a także skutków długotrwałej polityki nieprzejmowania się środowiskiem naturalnym w imię realizacji planów pięcioletnich wyznaczanych przez władze Polskiej Rzeczypospolitej Ludowej.

Prasa zaczęła opisywać zdegradowane środowiskowo miejsca na Śląsku związane z działalnościami hut czy elektrowni, jak również zakładów chemicznych, które w skandalicznych warunkach przechowywały swoje odpady poprodukcyjne. Strzemieszyce, Zgierz czy bydgoski Zachem to tylko kilka przykładów miejsc, które w czasach socjalizmu świetnie prosperowały bez oglądania się na środowisko, a po latach okazało się, że spowodowały ekologiczne spustoszenie, którego skutki są do dziś katastrofalne.

Symbolem klęski ekologicznej stały się Góry Izerskie, gdzie pod koniec XX w. wycięto 15 tys. ha chorego lasu, co stanowi 39% ogólnej powierzchni polskiej części tych gór. Naukowcy wskazują, że doszło tam do choroby spiralnej, którą zapoczątkował człowiek w XVI w., prowadząc na tym terenie ekstenzywną działalność wymagającą dużej wycinki lasów. Równolegle prowadzono huty szkła, zakładano kopalnie rud metali oraz wypalano węgiel drzewny. Zaburzając naturalną gospodarkę leśną poszczególnych pięter roślinności, osłabiono ten biotop, przez co zaczęły rozwijać się choroby i szkodniki, które w rezultacie doprowadziły do śmierci lasu. Emisje przemysłowe z zagłębia łużycko-czeskiego znacząco przyspieszyły proces degradacji lasu (Kamiński, 2024).

Udokumentowane przypadki degradacji środowiska w górach Dolnego Śląska w latach 90. ubiegłego wieku stały się impulsem do dyskusji publicznej na temat stanu środowiska naturalnego i potrzeby ochrony przyrody. Jej efektem były nie tylko ujawnienia kolejnych dzikich składowisk odpadów czy zdewastowanych środowiskowo obiektów przemysłowych, ale również stopniowe budzenie się świadomości społeczeństwa obywatelskiego, które chciało żyć nie tylko dostatnio, ale również bardziej ekologicznie (Kalinowska, 1991, s. 259).

Kształtowanie świadomości ekologicznej społeczeństwa trwało wiele lat. Jednak efekty zaczęły się pojawiać. Przykładem jest Imielin, gdzie planowaną w 2020 r. budowę nowej kopalni węgla kamiennego skutecznie zablokowali mieszkańcy (Tabaka, 2020). Przeciwno kolejnym tego typu obiektom protestowano w Rybniku czy Mysłowicach (Jedliński, 2021). Skutki działalności górniczej są wyraźnie widoczne w krajobrazie i infrastrukturze. Na Górnym Śląsku – sercu przemysłowym Polski, symbolu zarówno wydobywania węgla, ale i degradacji środowiska naturalnego w postaci zanieczyszczenia wód, gleby i powietrza doszło do bezprecedensowej sytuacji – społecznej blokady budowy nowych kopalń. Kopalń, które przez dziesiątki lat dawały zatrudnienie początkowo setkom, a później dziesiątkom tysięcy ludzi, ale także surowiec niezbędny do produkcji energii elektrycznej i ciepłej.

Analiza globalnych danych historycznych na dokonania człowieka na Ziemi wskazuje na bardzo poważne skutki działalności człowieka na środowisko. Stanisław Jaromi przytacza dane agendy ONZ do spraw bioróżnorodności i funkcji ekosystemu (IPBES). Wedle raportu z 2019 r. trwale przekształciliśmy już trzy czwarte środowiska lądowego i dwie trzecie środowiska morskiego na świecie, doprowadzając do wymarcia przynajmniej 10% wszystkich gatunków żywych (Jaromi, 2019, s. 86).

1.2. Od Czarnobyla do Czorsztyna

W nocy z 25 na 26 kwietnia 1986 r. przeprowadzano testy bezpieczeństwa w ukraińskiej elektrowni jądrowej w Czarnobylu nieopodal Prypeci. Proces wymknął się spod kontroli; pierwszy z dwóch wybuchów zdmuchnął pokrywę reaktora. Doszło do skażenia terenu oraz powstania chmury radioaktywnej. Jak pisze Daniel Yergin, pierwsi o całej sprawie poinformowali Szwedzi, których system monitoringu wychwycił zwiększone promieniowanie radioaktywne (Yergin, 2014).

Początkowo władze sowieckie wszystkiemu zaprzeczały. Dopiero po ponad dwóch tygodniach ówczesny przewodniczący Komunistycznej Partii Związku Radzieckiego Michaił Gorbaczow przyznał, że w Czarnobylu doszło do awarii. Daniel Yergin zwraca uwagę, że przyznanie się Gorbaczowa do wybuchu elektrowni jądrowej na terenie ZSRR było punktem zwrotnym. „W Związku Radzieckim ten wypadek – który według dogmatu nie miał prawa się zdarzyć – stanowił olbrzymi polityczny i społeczny szok, który przyczynił się do rozbitcia wiary w system komunistyczny i mity, które pomagały go utrzymywać” (Yergin, 2014, s. 350).

W odpowiedzi wiele krajów w Europie wstrzymało swoje programy rozwoju energetyki nuklearnej. Po tym wydarzeniu polskie społeczeństwo wystraszyło się energetyki jądrowej i w wyniku społecznych nacisków w 1990 r. ostatecznie wstrzymano budowę elektrowni atomowej w Żarnowcu na Pomorzu. Na tę decyzję wpłynęło kilka czynników. Fundamentalnym, lecz nie jedynym, na pewno była sama katastrofa w Czarnobylu. Jednak nie bez znaczenia były tu także kwestie finansowe. Polska przechodząca proces transformacji, gdzie gospodarka była bliska upadku, nie miała środków finansowych na tak drogą inwestycję.

Opisując ważne obiekty infrastrukturalne, które wzbudziły protesty ekologów, warto przytoczyć przykład budowy zapory na Dunajcu w okolicach Czorsztyna. Została ona zainicjowana na przełomie lat 80. i 90. XX wieku. Przeciwno zaporze protestowali polscy ekolodzy wspierani zarówno przez anarchistów, jak i część środowiska akademickiego, które upatrywało w inwestycji socjalistycznej gigantomanii. Przeciwnicy zbiornika wskazywali, że tony betonu w dolinie

Dunajca zniszczą endemiczne gatunki roślin oraz piękny krajobraz tego regionu. Zwolennicy inwestycji wskazywali, że zbiornik retencyjny uratuje wieś, miasteczka i miasta poniżej Czorsztyna, które zalewał Dunajec podczas wiosennych powodzi po roztopach.

Zbiornik w Czorsztynie został uruchomiony w lipcu 1997 r., akurat gdy Słowacja, Czechy i Polska zmagaly się z ulewnymi deszczami, w wyniku których południowa i zachodnia Polska doświadczyła powodzi stulecia. Zdjęcia zalanego i spustoszonego przez Odrę Wrocławia, Opola czy Raciborza pokazywały ogrom zniszczeń. Katastrofy uniknął wówczas leżący poniżej Czorsztyna Nowy Sącz, który został uratowany właśnie przez świeżo oddaną zaporę i zbiornik w Czorsztynie. Podczas gdy w latach 80. XX w. część opinii publicznej popierała ekologów, to podczas powodzi w 1997 r. w mediach słychać było poparcie dla budowy tej hydrotechnicznej budowli.

Również w 2024 r. podczas wrześniowej powodzi, która spustoszyła część Dolnego Śląska i Opolszczyznę, zbiornik w Czorsztynie znacząco zredukował wezbrane wody Dunajca, chroniąc tym samym miejscowości położone poniżej zapory. W świetle tych wydarzeń argumenty przeciwników budowy zbiornika okazały się niewystarczające. Zmiany klimatu powodujące m.in. nawalne deszcze zaczęły zagrażać polskim miastom, które nie miały dotychczas narzędzi do radzenia sobie z tym zjawiskiem.

1.3. Kontrowersje wokół budowy spalarni odpadów

Odnosząc się do rozwoju świadomości ekologicznej, nie sposób pominąć kwestii spalarni odpadów, których budowa często budziła znaczny opór społeczny. Obecnie w Polsce jest osiem takich obiektów (Ossera, 2024). Warto jednak przypomnieć wydarzenia z 16 lutego 1996 r., gdy w Warszawie odbyło się referendum w sprawie budowy spalarni odpadów komunalnych na stołecznym Targówku przy ul. Zabranieckiej. Na pytanie „Czy jesteś przeciw budowie spalarni śmieci zwanej Zakładem Utylizacji Stałych Odpadów Komunalnych?” 25 673 osoby odpowiedziały „tak” na 25 972 osoby, które wzięły udział w głosowaniu (*Referendum w sprawie spalarni*, [http](http://)). Frekwencja wyniosła 30%, w związku z czym referendum uznano za niewiążące.

Na szczególną uwagę zasługuje fakt, że podczas kampanii informacyjnej prowadzonej przez Biuro Obsługi Ruchu Ekologicznego oraz Stowarzyszenie „Zielone Mazowsze” aktywiści wskazywali rozwiązania dotyczące odpadów, które ćwierć wieku później staną się oficjalną polityką Unii Europejskiej, jeśli chodzi o *circular economy* czyli Gospodarkę Obiegu Zamkniętego.

Podczas audycji Eko-Echo w lokalnym Radiu Mazowsze w Łomiankach na przełomie 1995 i 1996 r. aktywiści z BORE czy ZE mówili o potrzebie stwo-

zenia kompleksowego systemu selektywnej zbiórki odpadów, a co za tym idzie odzyskiwania surowców, czyli recyklingu w miejsce składowisk odpadów komunalnych. Ekolodzy wskazywali, że spalarnia śmieci będzie powodować powstawanie dioksyn i furanów i nie rozwiąże podstawowych problemów gospodarki odpadami – czyli zmniejszania ich ilości w obiegu. Ekolodzy sprzeciwiali się budowie spalarni, ponieważ ich zdaniem miasta nie będą zajmować się selektywną zbiórką odpadów i recyklingiem, tylko będą starać się zapewnić jak najwięcej wsadu do spalarni. Zwolennicy powstania Zakładu Unieszkodliwiania Stałych Odpadów Komunalnych w Warszawie wskazywali, że w centrum Wiednia funkcjonuje spalarnia odpadów, która, jak twierdzili, nikomu nie szkodzi.

Ostatecznie na Targówku w Warszawie powstała spalarnia, a wraz z nią kolejne takie zakłady w Polsce. Jednak w docelowym modelu mają one spalać tylko te frakcje odpadów, których nie można poddać recyklingowi. Obecnie tworzy się już RDF (*Refuse Derived Fuel*), czyli paliwo, które powstaje z odpadów. RDF spalany jest np. w ciepłowni w Zabrze.

W ostatnich latach postawiono też duży nacisk na rozwój selektywnej zbiórki odpadów, m.in. przy wykorzystaniu zachęt finansowych. Mieszkańcy, którzy nie chcieli segregować odpadów, zaczęli ponosić wyższe opłaty za wywóz odpadów. Jednak by proces recyklingu przebiegł pomyślnie, samorządy w wielu miastach prowadziły zakrojone na szeroką skalę kampanie edukacyjne, wskazujące, jakiego rodzaju odpady należy wrzucać do odpowiednich pojemników. Celem tych działań jest maksymalny odzysk surowców z odpadów komunalnych które trafiają do sortowni, a tym samym zmniejszenie ilości papieru, plastiku czy innych frakcji w odpadach zmieszanych.

2. Zanieczyszczenie powietrza i walka ze smogiem

2.1. Problem smogu w Polsce

„W sezonie zimowym śnieg przy ul. Okrężnej, gdzie Sadyba styka się z Siekierkami jest czarny” – opowiadał na początku lat 90. jeden z mieszkańców tej części stolicy. EC Siekierki to największa w Polsce i druga największa w Europie elektrociepłownia. Dysponuje mocą cieplną 2068 MW i elektryczną 620 MW. Trzy kotły parowe opalane są węglem, a blok gazowy jest w budowie (stan na listopad 2024 r.). To właśnie tutaj zainstalowano największy w kraju magazyn ciepła o pojemności ponad 30 000 metrów sześciennych, dzięki czemu woda nie musi być tak często podgrzewana, a co za tym idzie ograniczono emisję CO₂.

W ostatnich 30 latach w tej i wielu innych tego typu elektrociepłowniach zamontowano instalacje od odzyskania i odsiarczania spalin, a przede wszyst-

kim wysokowydajne elektrofiltry, dzięki czemu jakość powietrza zdecydowanie się poprawiła. Filtry te potrafią zatrzymać większość pyłów, a to właśnie one w okresie grzewczym są odpowiedzialne za przedwczesną śmierć około 40 tys. osób w Polsce (Jędrak i in., 2023). Nie wchodząc w tym miejscu w szczególności, obwinia się za to pyły zawieszone PM_{2,5} oraz PM₁₀. Pierwsze to pyły zawieszone, o średnicy nieprzekraczającej 2,5 mikrometra, zaś PM₁₀ to te, których średnica nie przekracza 10 mikrometrów. Te pierwsze mogą trafiać do krwioobiegu i powodować wiele problemów, takich jak astma, nowotwory płuc oraz choroby serca, drugie zaś podrażniają nasze drogi oddechowe.

O ile czarny śnieg widoczny w Warszawie (o ile w ogóle jego opady się pojawiają) i w wielu innych miejscach Polski nie jest już zawiniony przez elektrociepłownię, o tyle występuje i jest efektem tzw. niskiej emisji, czyli podgrzewania ciepłej wody użytkowej oraz centralnego ogrzewania za pomocą kotłów zasypowych popularnie nazywanych kopciuchami. To te piece, gdzie pali się wszelkiego rodzaju śmieciami od papierów przez pieluchy, butelki plastikowe po niskiej jakości węgiel i odpad górniczy w rodzaju mułów i flotokoncentratów. Urządzenia te, oprócz energii cieplnej, wtłaczają w atmosferę tony szkodliwych substancji.

O ile w ostatnich latach stężenie rakotwórczego benzo(a)pirenu wynoszące 600% dopuszczalnej normy notuje się w Suchej Beskidzkiej, o tyle nie wiadomo dokładnie, w ilu miastach i o ile procent przekraczane były normy nie tylko na południu kraju, ale też w całej Polsce w ostatnich 60 latach, gdy węgiel stanowił główny surowiec dający zarówno ciepłą wodę użytkową, jak i ciepło w kaloryferach. I niekoniecznie działo się tak tylko w sezonie grzewczym, ponieważ do dziś w wielu miejscach kraju, nawet w sezonie letnim w godzinach wieczornych, wiele kominów wypuszcza zanieczyszczenia. Gospodarze w ten sposób starają się, by ciepła woda popłynęła z kranów. Na szczęście sytuacja w tym zakresie zaczęła się poprawiać, chociaż wciąż jest bardzo dużo do zrobienia (rysunek 12.1).

Dowodzi tego m.in. raport Światowej Organizacji Zdrowia (WHO) z 2018 r. dotyczący zanieczyszczeń powietrza w poszczególnych krajach świata. WHO bierze pod uwagę statystyki z 4300 miast całego świata. Z danych wynikało, że w pierwszej pięćdziesiątce miast uwzględniono aż 33 polskie miejscowości. W kolejnym badaniu liczba miast z Polski zwiększyła się do 36. Z kolei, jak podaje serwis Airly.org 21 stycznia 2019 r., według serwisu AirVisual, Kraków zajął drugie miejsce wśród najbardziej zanieczyszczonych metropolii – na podium znalazły się także Ułan Bator i Wuhan. Zaledwie dzień wcześniej do pierwszej dziesiątki trafił zaś Wrocław (*Najbardziej zanieczyszczone miasta*, [http](http://www.airvisual.com/pl)). Jak wskazuje Beth Gardiner, zanieczyszczone powietrze jest przyczyną śmierci siedmiu milionów przedwczesnych zgonów na całym świecie. To więcej niż AIDS, cukrzyca i wypadki samochodowe razem wzięte (Gardiner, 2014, s. 11).

Rysunek 12.1. Miejscowości o najwyższym średniorocznym stężeniu benzo(a)pirenu w 2023 r.



Źródło: *Trwa wyścig o czyste powietrze – najnowszy ranking smogowych rekordzistów (2024)*.
Pozyskano z: <https://polskialarmsmogowy.pl/2024/10/trwa-wyścig-o-czyste-powietrze-najnowszy-ranking-smogowych-rekordzistów/>

2.2. Wawel w oparach smogu

Stolica Małopolski jest świetnym dowodem na to, że w kilka lat można znacząco poprawić jakość powietrza w mieście. Przykład ten pokazuje również, że chcąc ograniczyć szkodliwe emisje, nie można zapominać o gminach okalających miasto. 1 września 2019 r. Sejmik Województwa Małopolskiego wprowadził w Krakowie całkowity zakaz stosowania węgla i drewna w kotłach, piecach i kominkach. Decyzja została podjęta na podstawie nowelizacji ustawy o ochronie środowiska, potocznie nazywanej „ustawą antysmogową”.

Zanim jednak przepisy zostały uchwalone, Kraków przez ponad 150 dni w roku miał przekroczone normy powietrza nierzadko o 400%, i był jednym z najbardziej zanieczyszczonych miast w Polsce i trzecim miastem w UE mają-

cym tak fatalną jakość powietrza. Trójka krakowskich aktywistów – Andrzej Guła, Anna Dworakowska i Ewa Lutomska – założyła Krakowski Alarm Smogowy (KAS), który pobudził do działania na początku społeczność stolicy Małopolski, a potem innych miast. Aktywiści zwracali uwagę na fatalną jakość powietrza i uczulali, by wymagać od lokalnych władz większego zaangażowania w wymianę pieców. Aby samorządy mogły wprowadzać zakazy palenia węglem w kotłach domów jedno- i wielorodzinnych, należało zmienić ustawę o ochronie środowiska, którą ostatecznie udało się znowelizować (Wantuch, Kuraś, 2016).

Sukces Krakowa to nie tylko determinacja aktywistów, lecz także zaangażowanie władz Krakowa oraz Małopolskiego Urzędu Marszałkowskiego. Sukcesywnie likwidowane były kolejne z ok. 30 tys. kopciuchów w mieście. Zaczęło to przynosić wymierne efekty. W roku 2022 już było widać poprawę jakości powietrza. Okazało się jednak, że gminy okalające Kraków, gdzie nie wprowadzono przepisów, skutecznie „dostarczają” zanieczyszczone powietrze do miasta.

Problem Krakowa i innych miast południa to umiejscowienie w niecce, przez co wietrzenie miasta jest znacząco utrudnione. Odpowiedzią na to była „Inicjatywa 600”, czyli wspólne przedsięwzięcie samorządów i środowisk działających na rzecz czystego powietrza, skupiona wokół jednego celu – pełnego wdrożenia uchwały antysmogowej na terenie gmin otaczających Kraków. Z szacunków Urzędu Marszałkowskiego wynikało, że 15% zanieczyszczeń unoszących się nad Krakowem pochodzi właśnie z gmin okalających stolicę Małopolski (Pawłowski, 2019).

Wyzwanie, przed którym stanęły gminy, to wymiana kilkunastu tysięcy kotłów pozaklasowych. W dniu, w którym uchwała wchodziła w życie, do wymiany pozostawało około 12 tys. kotłów (szczegółową mapę przedstawia rysunek 12.2). O ile w 2022 r. w gminach okalających Kraków wymieniono 2691 kotłów, o tyle w kolejnym roku było już tylko 1767. Krakowski Alarm Smogowy szacuje, że proces ten potrwa w tym regionie około 6 lat. Uchwała antysmogowa była dwustopniowa. 1 stycznia 2023 r. objęła kotły poniżej klasy 3, zaś od 1 maja 2023 r. objęła pozostałe piece i kotły w 14 gminach wchodzących w skład Metropolii Krakowskiej.

Biorąc pod uwagę dane ogólnopolskie, można stwierdzić, że skala wyzwania jest ogromna. Kocioł na paliwo stałe jest urządzeniem przeznaczonym do ogrzewania pomieszczeń i przygotowania ciepłej wody użytkowej. W Polsce jest ich ponad 7 mln (wg danych Centralnej Ewidencji Emisyjności Budynków – CEEB na dzień 1.04.2023 r.), z czego ponad połowę stanowią tzw. kopciuchy, czyli kotły niespełniające żadnych norm emisyjnych. W 2018 r. rozpoczął działanie program *Czyste Powietrze*, którego operatorem jest Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, w ramach którego Fundusz dopłaca do termomodernizacji i wymiany źródła ciepła w domach jednorodzinnych. Do roku 2023

dzięki pieniądзом z NFOŚiGW wymieniono w Polsce 324 tys. pieców i kotłów (Ile kopciuchów zlikwidowano..., 2023). Natomiast według danych na marzec 2025 r. podpisano w tym programie ponad 866 tys. umów (*Czyste Powietrze w liczbach*, 2025).

Rysunek 12.2. Liczba pozaklasowych pieców i kotłów znajdujących się wciąż na terenie „krakowskiego obwarzanka”, które należało wymienić zgodnie z uchwałą antysmogową do 30.04.2024

Liczba „kopciuchów”

Liczba pozaklasowych pieców i kotłów znajdujących się wciąż na terenie „krakowskiego obwarzanka”, które należy wymienić zgodnie z uchwałą antysmogową do 30.04.2024 r.



Źródło: Dane uzyskane od gmin w ramach dostępu do informacji publicznej

Źródło: Polski Alarm Smogowy (2024).

Warto nadmienić, że moment tworzenia się zrębów programu Czyste Powietrze w 2018 r. oraz nowelizacji ustawy o ochronie środowiska z 2019 r., który stworzył podwaliny pod tworzenie się uchwał antysmogowych w poszczególnych miastach, przypadał na czas rządów Zjednoczonej Prawicy w Polsce, a także zbiegł się w czasie z organizacją w Polsce Szczytu Klimatycznego COP24 w Katowicach, którego prezydentem był Minister Klimatu Michał Kurtyka. W *expose* premiera Donalda Tuska z 13 grudnia 2023 r. nie pojawiło się odniesienie do smogu czy jakości powietrza, jednak nowy rząd kontynuuje rozwój programu *Czyste Powietrze*. Pod koniec listopada 2024 r. wstrzymano na pięć miesięcy przyjmowanie wniosków do programu z uwagi na pojawiające się doniesienia a nadużyciach w wydatkowaniu funduszy. Program wznowił działalność w kwietniu 2025 roku.

3. Kryzys energetyczny trzeciej dekady XXI w.

3.1. Przyczyny i przebieg kryzysu energetycznego

Rosnące koszty energii elektrycznej lub ciepłej mogą być motywacją do poszukiwania nowych dostawców lub technologii. Aby zrozumieć istotę ostatniego kryzysu energetycznego, z jakim mieliśmy do czynienia na początku obecnej dekady, należy wrócić do lata 2021 roku. To wtedy za sprawą jednej decyzji, która na pozór mogła się wydawać mało istotna, początek miała sekwencja wydarzeń o znaczących konsekwencjach, które doprowadziły do wzrostu cen energii elektrycznej i ciepłej w części Europy. Sezon letni jest typowym okresem zatłaczania gazu ziemnego do magazynów. To nie tylko czas przygotowywania się na zimę, ale również korzystanie z tańszego surowca. Latem bowiem jego cena jest niższa z uwagi na to, że zapotrzebowanie na błękitne paliwo spada w energetyce ciepłej, jak również w przemyśle nawozowym.

Późnym latem 2021 r. Gazprom zaczął ograniczać dostawy gazu do Europy, tłumacząc to problemami technicznymi. W Berlinie zaczęto się obawiać, że do zimy nie zostaną zapełnione magazyny gazu i w razie mrozów mieszkańcy miast pozostaną bez ogrzewania. Sytuacja Niemiec była szczególnie, bo kraj ten nie posiadał wówczas ani jednego terminalu LNG i cały gaz docierał do tego kraju rurociągami zarówno z Rosji, Belgii, Holandii, jak i od strony północnej i północno-zachodniej z Norwegii. W Emden na północno-zachodnim skraju Niemiec znajduje się hub z norweskim gazem. Doświadczenia tamtej jesieni pchnęły rząd w Berlinie w kierunku LNG. W ciągu kilkunastu miesięcy Niemcy zbudowali trzy terminale regazyfikacyjne LNG, a w grudniu 2023 r. podpisali umowę z Norwegami na dodatkowe dostawy gazu (Kędzierski, 2023).

Obawy związane z widmem pustych magazynów gazu zaczęły pojawiać się w innych stolicach, powodując wzrost cen surowca notowanego na holenderskiej giełdzie TTF. W grudniu 2021 r. cena gazu wzrosła do blisko 200 euro za megawatogodzinę, gdy w analogicznym okresie roku 2020 oscylowała wokół 30 euro.

Gdy ceny gazu zaczęły wykazywać gwałtowne wzrosty charakterystyczne dla dynamicznych zmian rynkowych, wiele krajów, gdzie „błękitne paliwo” wykorzystywane jest do energetyki zawodowej oraz ciepłownictwa, zaczęło szukać alternatyw. Jeśli tylko pozwalały na to warunki techniczne, zaczęto przywracać do pracy stare bloki węglowe lub zwiększać wykorzystanie jeszcze pracujących. W efekcie ceny węgla poszybowały w górę.

Na rekordowe ceny nie trzeba było długo czekać. 24 lutego 2022 r. Rosja zaatakowała Ukrainę. W następstwie wojny cena ropy Brent wydobywanej na Morzu Północnym i tradycyjnie kilka dolarów droższa od surowca z USA, w kwietniu 2022 gwałtownie wzrosła do poziomu 107 dolarów za baryłkę.

Europa zaczęła obserwować efekt domina. Drożące surowce energetyczne podniosły ceny energii zarówno elektrycznej, jak i ciepłej oraz paliw. Obawy o przyszłość pokoju w Europie zmniejszyły apetyt na ryzyko, inwestorzy zaczęli szukać bezpiecznych przystani, tzw. *safe haven*, podnosząc ceny surowców i walut, wykupując np. amerykańskiego dolara. Ponieważ ceny ropy notowane są w USD, to gdy amerykańska waluta się umacnia, ceny paliw na polskich stacjach rosną. Gdy mamy do czynienia z gwałtownie rosnącymi cenami zarówno surowców energetycznych, jak i samej energii, zaczynamy obserwować zjawisko inflacji, bo wpływ surowców, paliw i samej energii jest olbrzymi na całą gospodarkę. Gdy dodamy do tego sytuację z pierwszych lat trzeciej dekady obecnego stulecia, gdy świat wychodził ze spowolnienia gospodarczego, które powstało w wyniku pandemii Covid-19, a co za tym idzie przerwanych łańcuchów dostaw i wielu problemów zaopatrzeniowych na rynkach oraz nową wojnę na wschodzie Europy, to tworzy nam się sytuacja wyjątkowa (Pronińska, 2023).

Decyzja rosyjskiego Gazpromu, by ograniczyć dostawy gazu latem 2021 r., powtórzyła się w kolejnym roku. 15 czerwca 2022 r. monopolista gazowy ograniczył przesył gazu dwiema nitkami Nord Stream 1 do 40%, tłumacząc to awarią sprężarki, której wymiana nie była możliwa ze względu na sankcje wprowadzone przez Zachód po rozpoczęciu przez Rosję wojny na Ukrainie (Maciążek, 2022). Równolegle Gazprom poinformował o „postoju remontowym” na gazociągu Turkish Stream w dniach 21–27 czerwca. To zaczęło napędzać kolejne wzrosty cen. Wykresy cen gazu i węgla znów zaczęły przypominać świece. Na giełdzie TTF cena gazu w 2022 r. osiągnęła rekordowy poziom 350 euro za megawatogodzinę. Dodatkowo 26 września tego roku szwedzkie stacje pomiarowe odnotowały dwa podwodne wybuchy na Bałtyku. W ich wyniku doszło do wycieku gazu z dwóch rurociągów Nord Stream 1 oraz odnotowano dwa wycieki na Nord Stream 2. Dwa miesiące później w porcie Wilhelmshaven nad Morzem Północnym w obecności kanclerza Niemiec Olafa Scholza otwarto pierwszy terminal LNG w Niemczech (Trusewicz, 2022). Był to pływający terminal Floating Storage Regasification Unit (FSRU) podobny do tego, który Litwa posiada w Kłajpedzie. Następne dwa terminale Niemcy uruchomili w ciągu dwóch lat w Lubminie i w Mukran na wyspie Rugia. Kolejny, tym razem zbudowany na lądzie, powstaje w Stade niedaleko Hamburga, ma zacząć działać w 2027 roku.

3.2. Polak mądry przed szkodą – dywersyfikacja dostaw gazu

Kiedy 26 kwietnia 2022 r. Wojciech Jakóbiak, redaktor naczelny Biznesalert.pl, poinformował, opierając się na danych z kilku źródeł, że Gazprom przerwał dostawy gazu do Polski, informacja ta nie wzbudziła paniki. Polska przygotowy-

wała się na taką ewentualność od kilku lat. Zbyt dobrze w Warszawie pamiętano negocjacje z rosyjskim rządem oraz Gazpromem w latach 2009–2010. Wówczas Polska, nie mając zbyt wiele możliwości, by dywersyfikować kierunki, dostawy i dostawców gazu, zgodziła się na warunki importu, były na rękę Rosjanom. W grudniu 2015 r. przyłynął do nowo oddanego terminala LNG w Świnoujściu o przepustowości 5 mld m³ rocznie pierwszy statek ze skroplonym gazem. W porcie zaczęto regazyfikować gaz – czyli przywracać stan lotny ze stanu skroplonego, a następnie ten surowiec wtłaczano w sieć gazociągów. Warto tu dodać, że Polska nie tylko wybudowała do tego czasu terminal w Świnoujściu, lecz także rozbudowała sieć gazociągów przesyłowych wraz z tłoczniami, by umożliwić rozprowadzenie surowca po kraju.

Drugim czynnikiem, który wpłynął na umiarkowany spokój w kwietniu 2022 r., była budowa gazociągu Baltic Pipe, którego celem było dostarczenie do Polski gazu z szelfu norweskiego. Inwestycja została uruchomiona 1 października 2022 i dokładnie o godz. 6.10 rozpoczęło się tłoczenie surowca bałtycką rurą do Polski, której maksymalna przepustowość to 10 mld m³ rocznie (Madej, 2022). Warto zaznaczyć, że 31 grudnia 2022 r. kończyła się umowa między PGNiG S.A. a spółką Gazprom-Export na dostawy gazu do Polski. Wiadomo było, że Baltic Pipe musi zostać uruchomiony do tego czasu. To, że Rosjanie przerwali dostawy osiem miesięcy wcześniej nie było wielkim zaskoczeniem. Nie tylko z uwagi na to, że takie nieprzewidziane działania miały już miejsce w historii, ale również z tego względu, że inwestycje służące dywersyfikacji źródeł były już w pełni zrealizowane albo były na ukończeniu (Popkiewicz, 2022, s. 387). Terminal LNG w Świnoujściu był w fazie rozbudowy do możliwości odbioru 8 mld m³ gazu rocznie

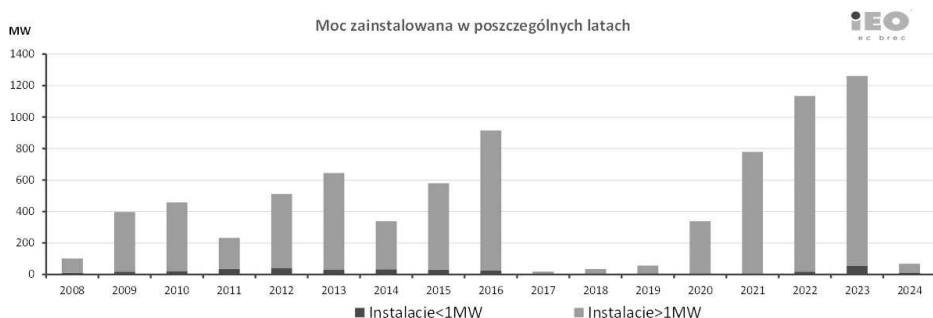
W związku z rosnącym zapotrzebowaniem Polski na błękitne paliwo Gaz-System zdecydował też o budowie kolejnego terminala LNG. Tym razem miejscem jego lokalizacji będzie Zatoka Gdańska, gdzie na przełomie lat 2027 i 2028 planowane jest uruchomienie jednostki FSRU o przepustowości 6,1 mld m³ rocznie.

4. Wiatr w oczy – czyli bariery rozwoju energetyki wiatrowej w Polsce

Jeśli – w kontekście budowy infrastruktury – można mówić o sukcesach na rynku gazu, to znacznie trudniej mieli autorzy projektów związanych z energią wiatrową (por. rys. 12.3). 20 maja 2016 r. Sejm RP, uchwalając ustawę o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, *de facto* zamroził na kilka lat rozwój tego sektora. Ówczesny rząd, wprowadzając tzw. zasadę 10 H, czyli

zakaz budowy farm wiatrowych w odległości mniejszej niż dziesięciokrotność wysokości turbiny od zabudowań mieszkalnych, argumentował to m.in. niestabilnością źródeł OZE, obniżaniem rentowności bloków węglowych, hałasem, jaki powodować miały turbiny, a także brakiem reguł wokół budów kilku farm wiatrowych. Dodatkowo zostały nałożone podatki od niebudowlanych części elektrowni wiatrowych, z czego w 2018 r. ustawodawca się wycofał (Kubicka, 2018).

Rysunek 12.3. Moc zainstalowana lądowej energetyki wiatrowej w latach 2008–2024



Źródło: Instytut Energetyki Odnawialnej (2025).

Blokada dla energetyki wiatrowej, którą wprowadził Sejm, stała się dla rządu problemem, gdyż zgodnie z unijnymi dyrektywami kraje członkowskie musiały wykazać 20% energii pierwotnej pochodzącej z OZE w swoim mikście energetycznym (w 2020 r.). Ostatecznie cel udało się osiągnąć (21,6% energii pierwotnej w 2020 r.), choć gdy spojrzymy na statystykę, widzimy, że to nie wiatraki czy energia ze słońca uratowały sytuację. Według statystyki GUS dotyczącej struktury pozyskiwania energii ze źródeł odnawialnych w roku 2020, w Polsce wg nośników 71,61% stanowiły biopaliwa stałe, 10,85% energia z wiatru, biopaliwa ciekłe 7,79%, biogaz 2,58%, pompy ciepła 2,38%, energia słoneczna 1,99%, energia wody 1,46%, odpady komunalne 1,15% i wreszcie energia geotermalna 0,20%.

Gdy energetyka wiatrowa zaczęła coraz bardziej odczuwać ograniczenia rozwoju, okres dynamicznego rozwoju zaczęła przeżywać fotowoltaika, zarówno ta prosumencka, jak i wielkoskalowa. Inwestorzy skupiający się dotychczas na rozwoju projektów wiatrowych zaczęli budować farmy pv. O ile w 2020 r. moc zainstalowana fotowoltaiki wynosiła 1,7 GW, o tyle jesienią 2024 osiągnęła 20 GW. Ten gwałtowny przyrost paneli PV spowodował problemy sieciowe – przejawiające się przeciążeniami na sieciach i wyłączeniami. W przypadku prosumentów poszczególnych instalacji z uwagi na rosnące napięcia w lokalnej sieci, zaś duże

farmy PV są wyłączane przez operatorów systemu wtedy, gdy jest za dużo mocy w systemie w stosunku do zapotrzebowania. W słoneczne dni, gdy pracuje wiele farm fotowoltaicznych, a moce węglowe są zredukowane do technicznego minimum, operatorzy po wyczerpaniu wszystkich dostępnych narzędzi, takich jak m.in. eksport energii decydują się na redysponowanie mocy OZE. Efektywność pracy instalacji fotowoltaicznych jest znacznie mniejsza od energetyki wiatrowej. Capacity factor – czyli współczynnik wykorzystania dla PV wynosi 10–15%, zaś dla lądowej energetyki wiatrowej waha się w przedziale 30–48%. Tak też 1 GW mocy zainstalowanej w słońcu nie można porównywać do takiej samej mocy w przypadku lądowych wiatraków.

Rozwój fotowoltaiki i zbyt małe inwestycje sieciowe spółek dystrybucyjnych w stosunku do rozwoju źródeł odnawialnych zablokowały możliwość przyłączania do sieci nowych mocy. Na to wszystko nakładają się jeszcze wydane zgody na moce przyłączeniowe dla inwestycji OZE, które nie zostały zrealizowane.

Zatrzymanie inwestycji w *onshore* wind miało negatywny wpływ na budżety samorządów, które wcześniej postawiły na rozwój tego rodzaju energetyki. Podczas konferencji *Energia dla Lubelszczyzny*, Jacek Lis, wójt gminy Żółkiewka mówił, że 1/3 budżetu gminy zapewniają podatki z tytułu produkcji energii z farmy wiatrowej, zlokalizowanej na terenie tejże gminy (Energiadlalubelskiego.pl).

Obowiązujące przepisy 10 H zablokowały rozwój energetyki wiatrowej, a tym samym zatrzymały przyrost dochodów gmin z tego tytułu. Samorządy, których budżety w znacznym stopniu opierają się na dochodach z tego tytułu zlokalizowane są nie tylko na Lubelszczyźnie, lecz także w centralnej, zachodniej i północnej Polsce.

Zatrzymanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w naszym kraju wpłynęło na ceny energii elektrycznej. Energetyka zawodowa w Polsce, oparta głównie na spalaniu węgla kamiennego i brunatnego, obciążona jest – tak jak w całej Unii Europejskiej – podatkiem od emisji dwutlenku węgla, czyli systemem ETS, gdzie zakład energetyczny produkujący energię z paliw kopalnych płaci za każdą tonę CO₂ powstałego w tym procesie. Wysoka cena węgla, koszty operacyjne elektrowni, opłata dystrybucyjna oraz zakup uprawnień do emisji CO₂ wysforowały Polskę na europejskiego lidera w wysokości cen energii elektrycznej. I to nie tylko w okresie kryzysu energetycznego. Na koniec października 2024 r. ceny energii w naszym kraju były 2,5 razy wyższe od ceny energii w Norwegii, a o 1/4 wyższe niż w Niemczech, Szwajcarii czy Danii. Jak donosił Business Insider, średnia dzienna cena energii elektrycznej w Polsce wynosząca 129,70 euro za MWh była najwyższa w Europie (Frączyk, 2024).

Świadomość, że wysokie ceny energii elektrycznej i ciepłej powstałej ze spalania węgla uderzają nie tylko w przemysł energochłonny, lecz także w zwykły biznes wśród małych i średnich firm, a przede wszystkim w obywateli i to nawet pomimo mrożenia cen – skłoniły nawet największych zwolenników energetyki opartej na węglu, także decydentów politycznych, do zmiany stanowiska. Wcześniejsze próby zwrócenia uwagi na konkurencyjność cenową Odnawialnych Źródeł Energii, podejmowane przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Instytut Energetyki Odnawialnej, Forum Energii czy Instrat, nie przebijały się do czołowych decydentów. Dopiero uchwalona przez Sejm i podpisana przez prezydenta Andrzeja Dudę w marcu 2023 r. nowelizacja ustawy wiatrakowej wprowadziła nowe zasady, czyli 700 m minimalnej odległości zabudowań od wieży wiatrowej.

I te przepisy obowiązują nadal (stan na 11.05.2025), mimo podjętej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska z końcem 2023 r. próby radykalnego zmniejszenia odległości do 300 metrów, co przyniosło zamieszanie w świeżo powstałej koalicji rządowej, a branży OZE bardziej zaszkodziło, niż pomogło. Obecnie mówi się o odległości 500 metrów, jednak w momencie oddawania pracy do druku kwestia ta jeszcze nie została rozstrzygnięta w obowiązujących przepisach.

Dodać należy, że równolegle trwają prace nad przygotowaniem do budowy Morskich Farm Wiatrowych (MFW), które w pierwszej fazie, mającej się zakończyć przed rokiem 2030 r., dostarczą 5,9 GW mocy. Pierwsze morskie farmy wiatrowe, w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej na Bałtyku, mają produkować energię w 2026 roku. Do 2040 r. do systemu ma być włączone kolejne 12 GW mocy z morskich wiatraków, by w sumie Morska Energetyka Wiatrowa osiągnęła moc zainstalowaną – 18 GW. Ta moc będzie stanowić 23% produkcji energii elektrycznej w polskim systemie elektroenergetycznym. Co ciekawe, na tym samym akwenie, czyli Morzu Bałtyckim, Dania z powodzeniem od lat czerpie energię z *offshore wind* (Gore, 2018).

Proces transformacji energetycznej będzie trwał do czasu zastąpienia energetyki węglowej nowymi źródłami, takimi jak *offshore wind* i energetyka jądrowa, zarówno w wymiarze społecznym na Śląsku, w rejonie Bełchatowa czy Turowa oraz w wymiarze technologicznym, finansowym i politycznym, gdyż nadal brak jednoznacznych przesłanek, która technologia w najbliższych latach zastąpi coraz bardziej wyeksploatowane kotły węglowe, które z każdym rokiem są wycofywane z użytku. Wiele wskazuje na to, że gaz wróci do łask i stanie się paliwem transformacji.

5. Wnioski i rekomendacje

Przeprowadzone analizy pokazują, że kształtowanie świadomości ekologicznej oraz powodzenie transformacji energetycznej zależą nie tylko od rozwiązań technicznych i prawnych, lecz także od trwałego zaangażowania społecznego. Doświadczenia z walki o jakość powietrza, kryzysu energetycznego i barier rozwoju OZE wskazują na potrzebę spójnych działań informacyjnych, edukacyjnych i partycypacyjnych. Poniższe rekomendacje syntetyzują wnioski z przedstawionych studiów przypadków i danych, porządkując je pod kątem praktycznej użyteczności dla decydentów publicznych i samorządów. Ich realizacja może przyspieszyć redukcję ryzyk środowiskowych i kosztów energii, wzmacniając jednocześnie akceptację społeczną dla zmian.

Po pierwsze, konsultacje społeczne powinny być kluczowym elementem przy podejmowaniu decyzji przez różne szczeble władz centralnych czy samorządowych. Coraz więcej inwestycji sektora energetycznego jest konsultowanych przez przedstawicieli biznesu ze społecznościami lokalnymi, gdyż to właśnie mieszkańcy gmin, gdzie miały powstać inwestycje, byli w stanie skutecznie je zablokować, czego przykładem są próby budowy nie tylko farm wiatrowych, ale również linii wyprowadzających moc z elektrowni konwencjonalnych (protest mieszkańców Mazowsza przeciwko budowie linii 2 x 400kV z Kozienic do Ołtarzewa. Ostatecznie trasę linii poprowadzono zupełnie inną drogą) (**konsultacje społeczne**).

Po drugie, należy zwiększyć zakres kampanii prowadzonych w mediach – zarówno tych tradycyjnych, jak i społecznościowych. Konsumpcja mediów odbywa się teraz w zupełnie inny sposób niż jeszcze 20 lat temu. Dzięki sprofilowaniu odbiorców i skutecznym narzędziom w docieraniu do konkretnych grup społecznych można przekazać treści w sposób zdecydowanie prostszy, niż to kilka dekad temu. Przykładowo program *Czyste Powietrze*, który przez pierwsze lata nie cieszył się zbyt dużym zainteresowaniem, i środki zagwarantowane na ten cel nie były wydatkowane, mogłyby być zdecydowanie lepiej spożytkowane, gdyby poprzedzała go kompleksowa kampania informacyjna skierowana do konkretnego odbiorcy (**zasięg kampanii informacyjnych**).

Po trzecie, duży nacisk należy położyć na edukację klimatyczną. Powinna być prowadzona na wszystkich szczeblach nauczania, począwszy od przedszkola. Obecnie elementy związane z klimatem zawarte są w programach nauczania geografii, jednak globalne zmiany, jakie dokonują się na naszych oczach, wymagają nie tylko aktualizacji programów, ale ich całkowitej zmiany, włącznie ze stworzeniem nowego przedmiotu, który byłby obowiązkowy zarówno w szkołach podstawowych, jak i ponadpodstawowych (**edukacja klimatyczna**).

Po czwarte, należy stworzyć bazę z rzetelnymi i sprawdzonymi informacjami na temat zmian klimatu oraz transformacji energetycznej, które byłyby przedstawione prostym językiem dla szerokiego ogółu obywateli. Obserwując od lat postępujące upolitycznienie mediów publicznych, próżno oczekiwać, że stworzymy nad Wisłą odpowiednik BBC. Warto jednak pod auspicjami renomowanych polskich uczelni oraz resortów odpowiadających za klimat oraz energię stworzyć portale informacyjne przeznaczone dla tych obszarów (**rzetelna informacja**).

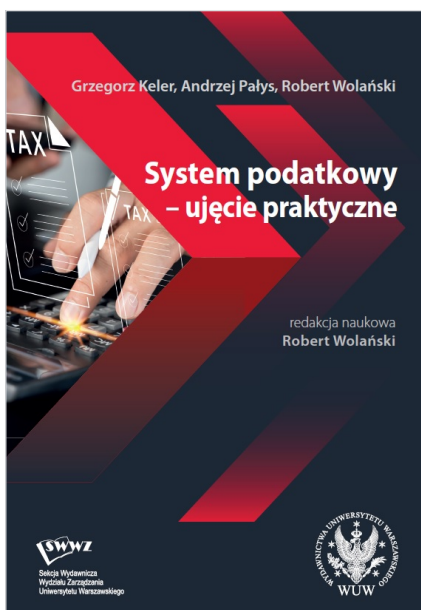
Po piąte, w walce z dezinformacją należy wykorzystać narzędzia opisane powyżej. W sytuacji, gdy sztuczna inteligencja (AI) odgrywa coraz większą rolę w masowej komunikacji, warto mieć świadomość, że AI, podając swoje wyniki, zaciąga dane, które nie tylko nie są prawdziwe, ale co gorsza mają na celu wprowadzić nas w błąd. Ośrodki informatyczne związane z Kremlm celowo rozsiewają nieprawdziwe informacje mające wprowadzić w błąd społeczeństwa, wywołać chaos oraz obniżyć poziom zaufania do władz. Dlatego walkę z dezinformacją należy zacząć u podstaw w szkole, następnie potrzebne są odpowiednie przedsięwzięcia komunikacyjne – zarówno proaktywne, jak i reaktywne. Obywatele powinni mieć dostęp do rzetelnych informacji, przedstawionych w przystępny sposób. Duża odpowiedzialność spoczywa na dziennikarzach, którzy powinni natychmiast reagować i dawać odpór propagandzie szerzonej w mediach (**walka z dezinformacją**).

Bibliografia

- Czyste Powietrze w liczbach* (2025). Pozyskano z: <https://czystepowietrze.gov.pl/efekty-programu/czyste-powietrze-w-liczbach> (dostęp: 24.03.2025)
- Frączyk, J. (2024). *Półowa energii w Polsce produkowana jest ze stratami. Mamy najwyższe ceny w Europie*. Pozyskano z: <https://businessinsider.com.pl/gospodarka/polowa-energii-w-polsce-produkowana-ze-stratami-mamy-najwyzsze-ceny-w-europie/5f360ev>
- Gardiner, B. (2019). *Uduszeni. Toksyčna prawda o powietrzu którym oddychamy*. Warszawa: Wydawnictwo Relacja.
- Gore, A. (2018). *Prawda nadal niewygodna. Dlaczego musimy zmienić świat*. Katowice: Wydawnictwo Sonia Draga.
- Ile kopciuchów zlikwidowano w ramach programu Czyste Powietrze* (2023). Pozyskano z: <https://termomodernizacja.pl/ile-kopciuchow-zlikwidowano-w-ramach-programu-czyste-powietrze/>
- Instytut Energetyki Odnawialnej (2025). *Raport Rynek fotowoltaiki w Polsce 2024*.
- Jaromi, S. (2019). *Boska ziemia*. Kraków: Znak.

- Jedliński, P. (2021). Mieszkańcy Mysłowic nie chcą nowej kopalni, prezydenci walczą o unijne dotacje, a inwestor chce budować. *Gazeta Wyborcza Katowice*. Pozyskano z: <https://katowice.wyborcza.pl/katowice/7,35063,27285326,mieszkancy-myslowic-nie-chca-nowej-kopalni-prezydenci-walczą.html>
- Jędrak, J., Adamkiewicz, Ł., Konduracka, E., Pawlas, K. (2023). *Wybrane skutki zdrowotne zanieczyszczenia powietrza*, Stowarzyszenie Polski Alarm Smogowy. Pozyskano z: <https://polskialarmsmogowy.pl/wp-content/uploads/2024/02/Wplyw-zanieczyszczen-powietrza-na-zdrowie-KSIAZKA.pdf>
- Kalinowska, A. (1991). *Ekologia – wybór przyszłości*. Warszawa: Wydawnictwo Editions Spotkania.
- Kamiński, Z. (b.d.). *Dlaczego góry izerskie umarły?* Goryzrskie.pl.
- Kędzierski, M. (2023). *Niemcy: Wielki kontrakt na norweski gaz*. Analizy Ośrodka Studiów Wschodnich. Pobrano 03.11.2024 z <https://www.osw.waw.pl/pl/publikacje/analizy/2023-12-21/niemcy-wielki-kontrakt-na-norweski-gaz>
- Kubicka, J. (2018). Zmiany w opodatkowaniu elektrownia wiatrowych. *Nowości Podatkowe*. Pozyskano z: https://kazuspodatkowy.pl/var/assets/_default_upload_buCKET/2.%20Zmiany%20w%20opodatkowaniu...%20J.%20Kubicka.pdf
- Maciążek, P. (2022). *Gazprom chce by Europie zabrakło gazu. Po ograniczeniu Nord Stream wyłącza Turkish Stream*, Strefa Inwestorów. Pozyskano z: <https://strefainwestorow.pl/artykuly/surowce/20220621/gazprom-dostawy-gazu-eu/>
- Madej, Ł. (2022). *Gazociąg Baltic Pipe już działa, ale... co dalej?* Inżynieria.com. Pozyskano z: https://inzynieria.com/paliwa/baltic_pipe/wiadomosci/65163,gazociag-baltic-pipe-juz-dziala-ale-co-dalej
- Najbardziej zanieczyszczone miasta świata*. Pozyskano z: <https://airly.org/pl/najbardziej-zanieczyszczone-miasta-swiata-smogowi-liderzy/>
- Nie wymieniles kopciucha? W wielu województwach to już ostatni dzwonek, by to zrobić*. Pozyskano z: <https://mappingair.meteo.uni.wroc.pl/2023/10/nie-wymieniles-kopciucha-w-wielu-wojewodztwach-to-juz-ostatni-dzwonek-by-to-zrobic/>
- Ossera, A. (14.03.2024). *Dlaczego mamy tak mało ekospalarni odpadów?* Globenergia.pl. Pobrano 20.10.2024 z <https://globenergia.pl/dlaczego-mamy-tak-malo-ekospalarni-odpadow>
- Polski Alarm Smogowy, 2024, www.licznikkopciuchow.pl
- Pawłowski, J. (2019). *Gminy za rzadko sięgają po środki na walkę ze smogiem*. Pozyskano z: <https://forsal.pl/artykul-prasowy/6459203,gminy-za-rzadko-siegaja-posrodki-na-walke-ze-smogiem.html>
- Popkiewicz, M. (2022). *Zrozumieć transformację energetyczną: od depresji do wizji albo jak wykopywać się z dziury, w której jesteśmy*. Katowice: Sonia Draga.
- Pronińska, K. (2023). Świat i Europa w obliczu kryzysu energetycznego: konsekwencje wojny, sankcji i rosyjskiej broni energetycznej. *Rocznik Strategiczny*, 28, 165–187.
- Referendum w sprawie spalarni śmieci na Targówku* (1997). Pozyskano z: <https://zm.org.pl/spalarnia-referendum/>
- Tabaka, M. (2020). *Nie będzie nowej kopalni w Imielinie? PGG przegrała ważną bitwę*. Bizblog.pl. Pozyskano z: <https://bizblog.spidersweb.pl/pgg-nowa-kopalnia-imielin>

- Trusewicz, I. (2022) *Niemcy mają pierwszy w historii terminal LNG. Będą kolejne*. Energia.rp.pl. Pozyskano z: <https://energia.rp.pl/gaz/art37626251-niemcy-maja-pierwszy-w-historii-terminal-lng-bede-kolejne/>
- Trwa wyścig o czyste powietrze – najnowszy ranking smogowych rekordzistów* (2024). Pozyskano z: <https://polskialarmsmogowy.pl/2024/10/trwa-wyscig-o-czyste-powietrze-najnowszy-ranking-smogowych-rekordzistow/>
- Wantuch, D., Kuraś, B. (2016). Jak aktywiści przeganiali smog znak Krakowa. *Gazeta Wyborcza Kraków*. Pozyskano z: <https://krakow.wyborcza.pl/krakow/7,44425,19514744,jak-aktywisci-przeganiali-smog-znad-krakowa.html>
- Yergin, D. (2014). *The Quest. W poszukiwaniu energii*. Warszawa: Wydawnictwo Kurhaus.



Wydawnictwa Uniwersytetu Warszawskiego
ul. Smyczkowa 5/7, 02-678 Warszawa
tel. 22 55 31 333
www.wuw.pl



Sekcja Wydawnicza
Wydziału Zarządzania
Uniwersytetu Warszawskiego



dr hab. Grzegorz Tchorek, prof. IEN PIB

Absolwent, doktorant, a następnie od 2007 r. pracownik naukowy Wydziału Zarządzania UW, doktor habilitowany w dziedzinie ekonomii i finansów; zastępca dyrektora ds. ekonomicznych w Instytucie Energetyki – Państwowym Instytucie Badawczym. Jego aktywność zawodowa, badawcza oraz naukowa dotyczy transformacji energetycznej i klimatycznej, nowych technologii, konkurencyjności i umiędzynarodowienia przedsiębiorstw, łańcuchów wartości różnych sektorów gospodarki, źródeł innowacyjności firm. Członek gremiów eksperckich i branżowych, członek rad nadzorczych spółek giełdowych i niepublicznych.



dr Michał Kołtuniak

Absolwent prawa oraz stosunków międzynarodowych, doktor nauk ekonomicznych; wieloletni wykładowca na Wydziale Zarządzania Uniwersytetu Warszawskiego, gdzie prowadzi zajęcia z makroekonomii, ekonomii międzynarodowej i handlu zagranicznego. W swojej pracy dydaktycznej i naukowej koncentruje się na wpływie otoczenia zewnętrznego na funkcjonowanie biznesu, procesach internacjonalizacji. Współpracownik dziennika „Rzeczpospolita”, w którym od lat publikuje artykuły kierowane do małych i średnich przedsiębiorstw oraz administracji publicznej.

W monografii Autorzy podjęli trud kompleksowego wyjaśnienia zjawisk związanych z procesami transformacji energetycznej i klimatycznej, przedstawiając ocenę istniejącego stanu wiedzy na ten temat z różnej perspektywy. Praca dotyczy niezwykle aktualnego tematu badawczego, jakim są wszelkie zagadnienia wpływu działalności człowieka na środowisko naturalne. [...] Tego typu pozycja jest oczekiwana w środowisku specjalistów zajmujących się zagadnieniami transformacji energetycznej i klimatycznej.

prof. dr hab. inż. Marek Brzeżański

Monografia [...] jest interdyscyplinarnym opracowaniem, które podejmuje kluczowe zagadnienia związane z transformacją klimatyczną i energetyczną. [...] stanowi wartościowy wkład w krajową literaturę naukową dotyczącą transformacji energetycznej. Monografia może być szczególnie użyteczna w procesie dydaktycznym prowadzonym przez krajowe uczelnie, dla samorządów lokalnych, instytucji publicznych, sektora finansowego, twórców polityki energetycznej oraz odbiorcy niebranżowego, ponieważ dostarcza wiedzy podstawowej, analitycznej, ale również praktycznej – w tym rekomendacji dotyczących kierunków działań.

dr hab. inż. Mariusz Kłos

